

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

BRYAN ALMEIDA SILVA AMBRÓSIO

MÉTODO NÃO-ITERATIVO PARA DETERMINAÇÃO DAS TENSÕES NODAIS EM
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO ATIVOS

CURITIBA

2018

BRYAN ALMEIDA SILVA AMBRÓSIO

MÉTODO NÃO-ITERATIVO PARA DETERMINAÇÃO DAS TENSÕES NODAIS EM
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO ATIVOS

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Odilon Luís Tortelli

CURITIBA

2018

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

A496m Ambrósio, Bryan Almeida Silva

Método não-iterativo para determinação das tensões nodais em sistemas de distribuição ativos [Recurso eletrônico] / Bryan Almeida Silva Ambrósio – Curitiba, 2019.

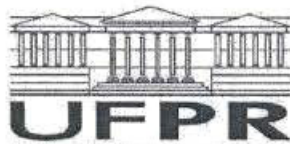
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Odilon Luís Tortelli

1. Redes Elétricas (Sistema de distribuição). 2. Fluxo de potência. 3. Fluxo de energia I. Universidade Federal do Paraná .II. Tortelli, Odilon Luís. III. Título.

CDD: 621.31

Bibliotecária: Roseny Rivelini Morciani CRB-9/1585



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA
ELÉTRICA - 40001016043P4

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **BRYAN ALMEIDA SILVA AMBRÓSIO** intitulada: **Método Não-iterativo para Determinação das Tensões Nodais em Sistemas de Distribuição Ativos**, após terem inquirido o aluno e realizado a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

Curitiba, 26 de Fevereiro de 2019.


ODILON LUIS TORTELLI

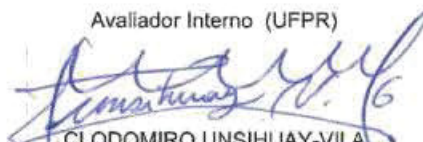
Presidente da Banca Examinadora (UFPR)


RAPHAEL AUGUSTO DE S BENEDITO

Avaliador Externo (UTFPR)


ROMAN KUIAVA

Avaliador Interno (UFPR)


CLODOMIRO UNSIHUAY-VILA

Avaliador Interno (UFPR)

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador Professor Doutor Odilon Luis Tortelli por ter me recebido gentilmente desde o primeiro contato que tivemos. Por ter me dado a chance de participar desse trabalho. Muito obrigado por ter sido paciente e compreensivo nos momentos de adversidade e dificuldade que o senhor soube contornar de maneira enérgica.

À minha família por ter me dado apoio integral à esse projeto, antes mesmo dele existir em minha cabeça. Também devo agradecimento a eles por ter me fornecido suporte emocional nos momentos em que precisei. Tudo começou com vocês e tudo positivo que eu faço é por vocês.

Aos meus amigos que tornaram essa caminhada menos solitária. Para mim isso tem imenso valor, e posso dizer que sem vocês talvez eu não teria conseguido lidar com esse projeto de maneira saudável.

Aos meus amigos da pós-graduação que além de contribuírem com o que foi escrito no parágrafo acima, ainda me ajudaram no trabalho em si, fazendo com que muito tempo fosse economizado, assim pude direcionar melhor meus esforços.

Aos professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica pelo conhecimento repassado, ideias, críticas construtivas e sugestões. Obrigado por me moldar academicamente.

“Quem não se movimenta, não sente as correntes que o prendem.”

Rosa Luxemburgo

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo propor uma metodologia de cálculo para avaliar a magnitude de tensão nodal de redes elétricas a partir de uma abordagem não iterativa, com foco no apoio ao planejamento da expansão e operação de sistemas de distribuição ativos. A proposta baseia-se na utilização da técnica de normalização complexa (cpu) e resulta em uma metodologia simples e eficiente para apoiar estudos de sistemas de distribuição no mesmo sentido que o método de Fluxo de Potência Linearizado proporciona para os estudos de sistemas de transmissão. A metodologia proposta permite avaliar redes elétricas de distribuição com qualquer tamanho e topologia, a partir de arranjos radiais tradicionais, bem como operações em circuito fechado e topologias em malha. Os resultados da simulação considerando redes de distribuição de diferentes dimensões e condições operacionais, incluindo a participação de unidades de geração distribuída, são apresentados a fim de demonstrar a eficácia da proposta. Dessa forma, a metodologia proposta apresenta-se como uma relevante ferramenta de análise para apoiar o planejamento e operação de sistemas de distribuição modernos.

Palavras-chave: Sistema de Distribuição. Análise do Fluxo de Potência. Perfil de Tensão. Planejamento da Distribuição. Fluxo de Energia DC. Normalização Complexa.

ABSTRACT

This work aims to propose a non-iterative numerical tool that allows the determination of the nodal voltage magnitudes of distribution networks, focusing on planning grid environments. The proposal is grounded in the utilization of the complex per unit normalization (cpu) technique and results in a simple and efficient tool to support planning studies in the same direction as provided by the DC Power Flow Method for transmission systems. The proposed methodology allows assessing networks with any size and topology, from traditional radial arrangements as well as closed-looped operation and fully meshed topologies. Simulation results considering distribution networks of different dimensions and operational conditions, including the participation of distributed generation units are presented in order to show the effectiveness of the proposal. The presented proposal has great importance to the system operator since it is shown as a good tool to help the planning and operation of the system, even in real time.

Key words: Distribution System. Power Flow Analysis. Voltage Profile.
 Distribution Planning. DC power flow. Complex normalization.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 - REDE RADIAL TRADICIONAL.....	14
FIGURA 2 - REDE MALHADA EMERGENTE.....	14
FIGURA 3 - TAMANHO DAS USINAS POR CUSTO DE GERAÇÃO	19
FIGURA 4 - REPRESENTAÇÃO DA LINHA DE TRANSMISSÃO VIA CIRCUITO TEE.	27
FIGURA 5 - REPRESENTAÇÃO DA LINHA DE TRANSMISSÃO VIA CIRCUITO PI.	27
FIGURA 6 - MODELO CC PARA A REDE-EXEMPLO DE CINCO BARRAS.	37
FIGURA 7 - LINHA DE DISTRIBUIÇÃO APÓS NORMALIZAÇÃO COMPLEXA.	41
FIGURA 8 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE DUAS BARRAS.....	42
FIGURA 9 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO EXEMPLO DE 5 BARRAS.....	43
FIGURA 10 - SISTEMA EXEMPLO APÓS NORMALIZAÇÃO COMPLEXA.	44
FIGURA 11 - FLUXOGRAMA DE CRIAÇÃO DAS SUBMATRIZES G' E G''	47
FIGURA 12 - SISTEMA PRÉVIO COM ADMITÂNCIAS SHUNT.	48
FIGURA 13 - SISTEMA PRÉVIO APÓS NORMALIZAÇÃO COMPLEXA.	48
FIGURA 14 - NORMALIZAÇÃO COMPLEXA DAS IMPEDÂNCIAS DAS LINHAS. ..	49
FIGURA 15 - SISTEMA APÓS SIMPLIFICAÇÕES E COM ADMITÂNCIAS SHUNT APÓS NORMALIZAÇÃO COMPLEXA.....	50
FIGURA 16 - TRÊS POSSÍVEIS SITUAÇÕES DE ZLINHA(CPU).....	52
FIGURA 17 - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE 33 BARRAS.....	56
FIGURA 18 - GRÁFICO COMPARATIVO DOS PERFIS DE TENSÃO CENÁRIO (I).	56
FIGURA 19 - GRÁFICO COMPARATIVO DOS PERFIS DE TENSÃO CENÁRIO (II).	57
FIGURA 20 - GRÁFICO COMPARATIVO DOS PERFIS DE TENSÃO CENÁRIO (III).	57
FIGURA 21 - COMPARATIVO DOS RESULTADOS COM E SEM CAPACITÂNCIA SHUTN.....	59
FIGURA 22 - a) VALOR DA TENSÃO POR BARRA E B) ERRO PERCENTUAL POR BARRA.....	59
FIGURA 23 - TOPOLOGIA DO SISTEMA DE 907 BARRAS.	61

FIGURA 24 - MÉDIA DOS ERROS PERCENTUAIS DAS TENSÕES PELOS ÂNGULOS DO CENÁRIO (I).....	63
FIGURA 25 - MÉDIA DOS ERROS PERCENTUAIS DAS TENSÕES PELOS ÂNGULOS DO CENÁRIO (II).....	64
FIGURA 26 - MÉDIA DOS ERROS PERCENTUAIS DAS TENSÕES PELOS ÂNGULOS DO CENÁRIO (III).....	65
FIGURA 27 - MÉDIA DOS ERROS PERCENTUAIS DAS TENSÕES PELOS ÂNGULOS DO CENÁRIO (IV).	66
FIGURA 28 - MÉDIA DOS ERROS PERCENTUAIS DAS TENSÕES PELOS ÂNGULOS DO CENÁRIO (V).	67
FIGURA 29 - PERFIL DE TENSÃO DAS BARRAS PARA O CENÁRIO (I).	71
FIGURA 30 - ERRO PERCENTUAL PARA O CENÁRIO (I).	71
FIGURA 31 - PERFIL DE TENSÃO DAS BARRAS PARA O CENÁRIO (II).	72
FIGURA 32 - ERRO PERCENTUAL PARA O CENÁRIO (II).	72
FIGURA 33 - PERFIL DE TENSÃO DAS BARRAS PARA O CENÁRIO (III).	73
FIGURA 34 - ERRO PERCENTUAL PARA O CENÁRIO (III).	73
FIGURA 35 - PERFIL DE TENSÃO DAS BARRAS PARA O CENÁRIO (IV).....	74
FIGURA 36 - ERRO PERCENTUAL PARA O CENÁRIO (IV).....	74
FIGURA 37 - PERFIL DE TENSÃO DAS BARRAS PARA O CENÁRIO (V).	75
FIGURA 38 - ERRO PERCENTUAL PARA O CENÁRIO (V).....	75
FIGURA 39 - PERFIL DE TENSÃO DAS BARRAS PARA O CENÁRIO (VI).	76
FIGURA 40 - ERRO PERCENTUAL PARA O CENÁRIO (VI).....	76
FIGURA 41 - MÉDIA DOS ERROS PERCENTUAIS DAS TENSÕES PELOS ÂNGULOS DO CENÁRIO (I).....	82
FIGURA 42 - MÉDIA DOS ERROS PERCENTUAIS DAS TENSÕES PELOS ÂNGULOS DO CENÁRIO (II).....	83
FIGURA 43 - MÉDIA DOS ERROS PERCENTUAIS DAS TENSÕES PELOS ÂNGULOS DO CENÁRIO (III).....	83
FIGURA 44 - MÉDIA DOS ERROS PERCENTUAIS DAS TENSÕES PELOS ÂNGULOS DO CENÁRIO (IV).	84
FIGURA 45 - MÉDIA DOS ERROS PERCENTUAIS DAS TENSÕES PELOS ÂNGULOS DO CENÁRIO (V).	84
FIGURA 46 - INSERÇÃO DAS GERAÇÕES DISTRIBUÍDAS NO SISTEMA DE 907 BARRAS.....	86

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - COMPARAÇÃO ENTRE OS VALORES OBTIDOS COM O MÉTODO PROPOSTO E O MÉTODO N-R.....	55
TABELA 2 - ERRO MÁXIMO PARA CADA CENÁRIO E ÂNGULO DE POTÊNCIA BASE.....	58
TABELA 3 - ERRO MÁXIMO PARA CADA CENÁRIO E ÂNGULO DE POTÊNCIA BASE.....	59
TABELA 4 - ERRO MÉDIO, MÁXIMO E MÍNIMO DO CENÁRIO (i).	63
TABELA 5 - ERRO MÉDIO, MÁXIMO E MÍNIMO DO CENÁRIO (ii).....	64
TABELA 6 - ERRO MÉDIO, MÁXIMO E MÍNIMO DO CENÁRIO (III).	65
TABELA 7 - ERRO MÉDIO, MÁXIMO E MÍNIMO DO CENÁRIO (iv).....	66
TABELA 8 - ERRO MÉDIO, MÁXIMO E MÍNIMO DO CENÁRIO (v).	67
TABELA 9 - ERRO MÉDIO PERCENTUAL REFERENTE À TODOS OS CENÁRIOS.	68
TABELA 10 - COMPARATIVO DOS ÂNGULOS VIA EQUAÇÃO E ANÁLISE.....	69
TABELA 11 - ERRO PERCENTUAL DO FLUXO DE POTÊNCIA.....	88

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 HISTÓRICO	13
1.2 OBJETIVOS	15
1.2.1 Objetivo Geral	15
1.2.2 Objetivos Específicos	15
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	17
2.1 SISTEMAS ELÉTRICOS INTELIGENTES (<i>SMART GRID</i>)	17
2.2 – GERAÇÃO DISTRIBUIDA.....	18
2.3 FERRAMENTAS DE ANÁLISE DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO MODERNAS ..	21
3 PANORAMA DA ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE DE REDES ELÉTRICAS DE POTÊNCIA.....	25
3.1 REPRESENTAÇÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO	26
3.2 NORMALIZAÇÃO DOS PARÂMETROS DO SISTEMA ELÉTRICO	28
3.2.1 Normalização Complexa	29
3.3 FORMULAÇÃO BÁSICA DO FLUXO DE POTÊNCIA	30
3.3.1 FORMULAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA LINEARIZADO	33
3.3.2. CONSIDERAÇÕES QUANTO AO CALCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	38
4 METODOLOGIA PROPOSTA	40
4.1 MODELAGEM PARA OBTENÇÃO DE TENSÕES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	40
4.2 REPRESENTAÇÃO DO EFEITO CAPACITIVO DAS LINHAS	47
4.3 DETERMINAÇÃO DO ÂNGULO BASE IDEAL	51
5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS	54
5.1 VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA	54

5.1.1 Resultados Referentes À Normalização Complexa E Ao Fluxo De Potência Não-Iterativo	54
5.1.2 Resultados Referentes Ao Tratamento Das Capacitâncias Shunt Das Linhas De Distribuição	58
5.1.3 Resultados Referentes À Determinação Do Ângulo Base Ideal	60
5.2 PERFIS DE TENSÃO PARA SISTEMA DE GRANDE PORTE	69
5.2.1 Cenários Propostos	69
5.2.2 – Resultados Dos Perfis de Tensão	71
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS	77
6.1 CONCLUSÕES	77
6.2 TRABALHOS FUTUROS	78
REFERÊNCIAS	79
APÊNDICES	82
APÊNDICE 1 - AVALIAÇÃO EXTRA-FINA DO ÂNGULO	82
APÊNDICE 2 – A ADIÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	85
APÊNDICE 3 – CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA	87

1 INTRODUÇÃO

1.1 HISTÓRICO

A necessidade de expansão e adequação física das redes de distribuição visando maior eficiência e confiabilidade é um objetivo comum para as concessionárias de energia elétrica, uma vez que a crescente demanda e a necessidade de integrar novas fontes de geração ao sistema são fatores que afetam diretamente o cenário atual e o futuro do fornecimento de energia elétrica.

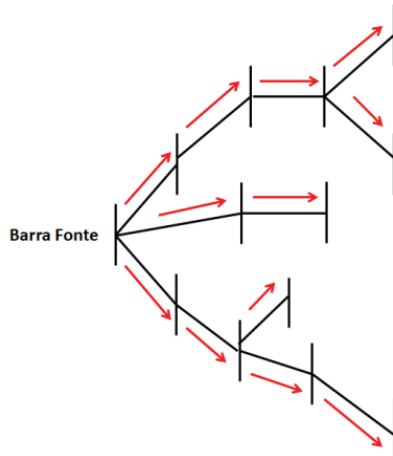
Os sistemas de distribuição são cada vez mais impactados pelas novas tecnologias, comumente associadas ao conceito Smart Grid e ao alto nível de automação. Essas novas tecnologias proporcionam maior flexibilidade operacional e, consequentemente, permitem melhorias na confiabilidade que antes não eram possíveis (FALCÃO, 2010).

Até recentemente, os sistemas de distribuição se comportavam comumente como sistemas passivos, radiais e com consequente fluxo de potência unidirecional, ou seja, apenas das subestações para as cargas. No entanto, pode-se observar que, com o aumento da geração próximo às cargas, há uma clara tendência de que os sistemas de distribuição passem a contar com arranjos topológicos que se assemelham aos comumente observados nos sistemas de transmissão. Assim, passam a se comportar como redes ativas, com fluxos de potência bidirecionais.

Nesse sentido, as variações de topologia das redes e mudanças das características das cargas afetam a forma com que analisa-se os sistemas de distribuição. As figuras abaixo servem para ilustrar o cenário tradicional dos sistemas de distribuição (FIGURA 1) e o cenário emergente (FIGURA 2).

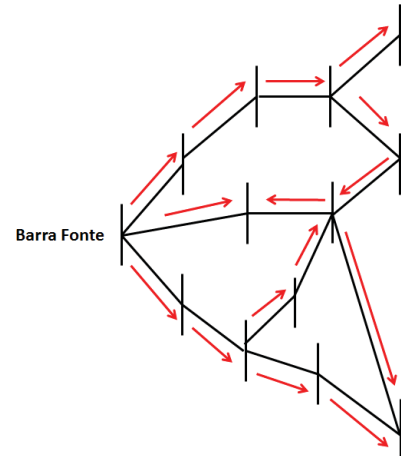
Para um bom uso dos recursos na operação e expansão do sistema de distribuição, diferentes ferramentas computacionais e modelos matemáticos têm sido utilizados para apoiar o planejador. Elas permitem que características e grandezas da rede sejam avaliadas e ajudam a mostrar as alternativas para resolver problemas relacionados a isso.

FIGURA 1 - REDE RADIAL TRADICIONAL



FONTE: O autor (2018)

FIGURA 2 - REDE MALHADA EMERGENTE



FONTE: O autor (2018)

Dentre as ferramentas mais utilizadas para o estudo da expansão e operação do sistema elétrico, a análise de fluxo de potência é majoritariamente utilizada, pois permite ao planejador o diagnóstico de diversos cenários operacionais, fornecendo informações sobre perfis de tensão, perdas de potência, linhas e/ou transformadores sobrecarregados, dentre outros.

O chamado Fluxo de Potência Linearizado, ou Fluxo de Potência DC (FPDC), é uma dessas ferramentas. Desenvolvida há muitas décadas, esta ferramenta é consagrada em ambientes de planejamento e expansão de redes devido à sua relativa robustez e simplicidade. O Fluxo de Potência Linearizado permite encontrar valores aproximados dos ângulos de tensão da barra e, conseqüentemente, dos fluxos de potência nas linhas e transformadores de maneira não iterativa. No entanto, uma premissa desse método é que ele considera tensões nodais constantes.

O Fluxo de Potência Linearizado sempre foi amplamente utilizado em estudos de redes de transmissão devido à característica de forte acoplamento $P-\theta$ dessas redes, uma consequência direta da baixa relação R/X das linhas de transmissão. Assim, nesses sistemas, a potência ativa está fortemente relacionada à diferença angular e não depende muito das diferenças na magnitude da tensão.

No entanto, nos sistemas de distribuição, esse acoplamento é muito menos significativo, pois normalmente suas redes contêm linhas com altas relações de R/X . Esta condição implica que a diferença de magnitude de tensão entre as barras acaba sendo mais significativamente associada ao fluxo de potência ativa, que é muito menos dependente das variações angulares da tensão.

Em outras palavras, se nos sistemas de transmissão, a variável de estado predominante é o ângulo de tensão, que permite um uso efetivo e eficiente do FPDC, no sistema de distribuição a variável de estado a ser determinada é a magnitude da tensão. Assim, a linearização convencional aplicada ao Fluxo de Potência Linearizado não é adequada para análise de redes de distribuição, não só pela mudança da variável de estado, mas como também pelo fato de que as mesmas simplificações feitas para os sistemas de transmissão não podem ser prontamente aplicadas aos sistemas de distribuição.

Este trabalho pretende utilizar uma metodologia inspirada no Fluxo de Potência Linearizado aplicável à sistemas de distribuição. Para tal, o autor faz uso da chamada Normalização Complexa para manipular a relação de R/X . No caso do atual trabalho, quer-se fazer com que a relação de R/X dos sistemas de distribuição fique o mais resistiva possível para que se possa aplicar o método proposto.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Desenvolver uma ferramenta computacional para estimar a magnitude das tensões, ou seja, o perfil de tensões nodais de sistemas de distribuição, levando em conta o novo contexto dos sistemas de distribuição.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Revisar a fundamentação teórica e levantar o estado da arte à cerca do tema proposto;
- Propor uma nova técnica para o cálculo de magnitude de tensões em redes de distribuição, baseada no método não-iterativo linearizado de fluxo de potência;
- Implementar computacionalmente e validar a metodologia proposta através da comparação com técnicas já consolidadas;
- Realizar simulações com a técnica proposta frente a redes de distribuição de diferentes topologias e participação de geração distribuída.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho apresenta 6 capítulos, sendo eles:

O Capítulo 1 apresenta a introdução, os objetivos e a justificativa da metodologia que define a proposta de desenvolvimento do trabalho.

O Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica feita durante o trabalho, ressaltando os trabalhos mais relevantes e que ajudaram na fundamentação dessa metodologia.

O Capítulo 3 discorre sobre o panorama do fluxo de potência em sistemas de distribuição e transmissão. É dividido em alguns subcapítulos que visam explicar a representação dos componentes da rede elétrica, a normalização dos parâmetros da rede elétrica, a formulação básica do FPDC e o problema de se aplicar esse fluxo de potência em sistemas de distribuição.

O Capítulo 4 disserta sobre a metodologia proposta. Os subcapítulos tratarão da modelagem para obtenção de tensões em sistemas de distribuição, da representação do efeito shunt das linhas e da determinação do ângulo base.

No Capítulo 5 são apresentados os resultados. Esse capítulo foi subdividido em duas partes: A primeira delas discorre sobre os resultados obtidos para o tratamento das capacitâncias shunt e para o ângulo ideal e; a segunda parte trata dos resultados dos perfis de tensão de um sistema de grande porte.

No Capítulo 6 são apresentadas as considerações finais. Aqui são expostas as conclusões acerca desse trabalho, assim como levantamento das vantagens de se utilizar o método proposto. Também é disposto uma subseção referente à trabalhos futuros relacionados ao tema.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A revisão bibliográfica foi subdividida para melhor entendimento e para colocar em ênfase os tópicos mais importantes associados ao presente trabalho. Os dois primeiros subcapítulos tratam de conceitos mais abrangentes que motivam o presente trabalho. O terceiro subcapítulo trata de artigos que foram estudados durante o desenvolvimento da proposta e que forneceram informações fundamentais para o seu desenvolvimento.

2.1 SISTEMAS ELÉTRICOS INTELIGENTES (*SMART GRID*)

O termo rede elétrica inteligente, do inglês *Smart Grid*, refere-se a um sistema de energia elétrica que se utiliza da tecnologia da informação para fazer com que o sistema seja mais eficiente, econômica e energeticamente, confiável e sustentável.

A definição de redes elétricas inteligentes ainda não está completamente consolidada, nesse sistema devem constar os seguintes atributos:

- Sistemas de transmissão e distribuição controláveis;
- Fontes de energia renovável, geração distribuída e armazenamento de energia nos dois lados do medidor;
- Capacidade para resposta à demanda e controle de demanda.

Basicamente é a aplicação de tecnologia da informação para o sistema elétrico de potência (SEP), integrada aos sistemas de comunicação e infraestrutura de rede automatizada.

Especificamente, envolve a instalação de sensores nas linhas da rede de energia elétrica, o estabelecimento de um sistema de comunicação confiável em duas vias com ampla cobertura e automação dos diversos dispositivos.

Nesse sentido e de acordo com XIN, Y. et al. (2018), o conceito de redes elétricas inteligentes atua sobre três fatores de grande relevância para as empresas do setor elétrico:

O primeiro é a eficiência energética, que implica em consumir menos energia da empresa concessionária de energia para fornecer o mesmo nível (ou melhor) de qualidade do serviço e entregar aos seus clientes, reduzindo os custos.

O segundo fator é a confiabilidade. A rede inteligente tratará de detectar quando os ativos de uma rede estão começando a falhar ou estão com desempenho

em declínio, reduzindo assim as chances de que haja uma interrupção do fornecimento de energia. Além disso, a rede inteligente também deverá detectar uma falha e localizá-la com maior precisão, permitindo a concessionária responder a ela com rapidez. A rede elétrica inteligente permitirá isolar o impacto de uma falha aos clientes, de forma que menos clientes sejam afetados quando ocorrer uma falha de energia.

O último fator consiste na ampliação da interação com o consumidor que pode se dar, por meio da leitura de um medidor inteligente integrado ao sistema de gestão de energia elétrica do consumidor.

2.2 – GERAÇÃO DISTRIBUIDA

Segundo o INEE (Instituto Nacional de Eficiência Energética), Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do consumidor independente da potência, tecnologia e fonte de energia. As tecnologias de GD têm evoluído para englobar potências cada vez menores, incluindo:

- Cogeneradores;
- Geradores que usam como fonte de energia resíduos combustíveis no processo;
- Geradores de emergência;
- Geradores para operação no horário de ponta;
- Painéis fotovoltaicos;
- Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH's.

O conceito envolve, ainda, equipamentos de medida, controle e comando que articulam a operação dos geradores e o eventual controle de cargas (ligamento/desligamento) para que estas se adaptem à oferta de energia.

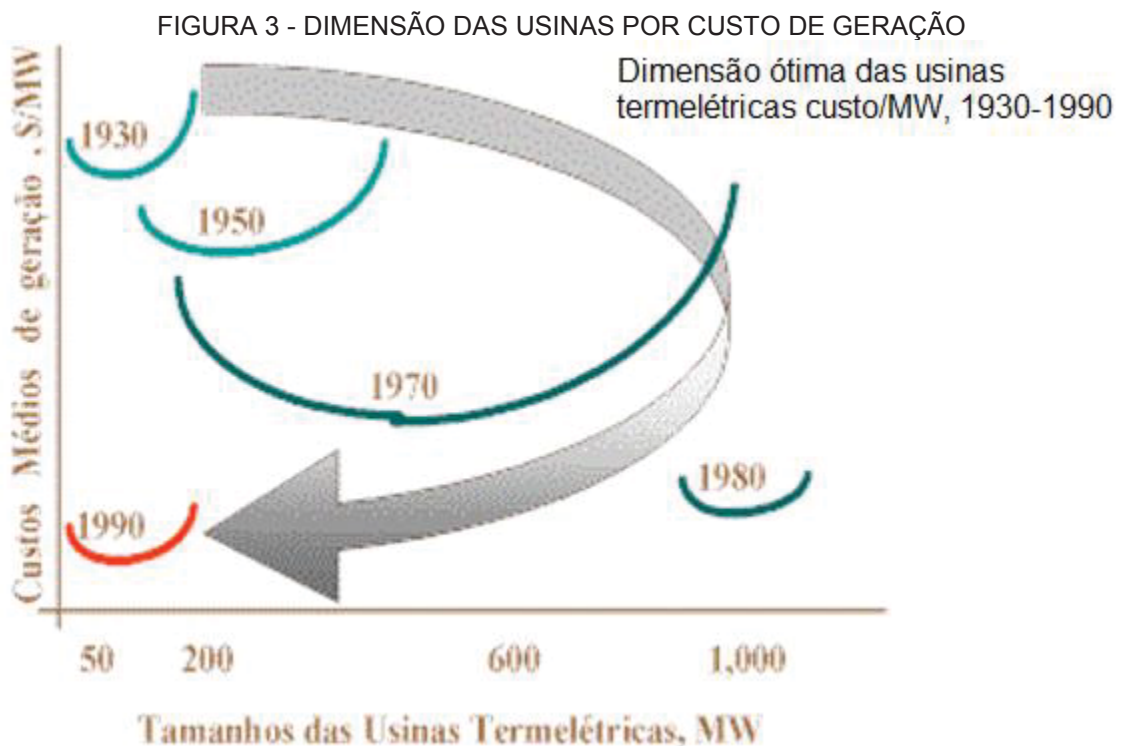
A GD tem vantagem sobre a geração central, pois economiza investimentos em transmissão e reduz as perdas nestes sistemas, melhorando a estabilidade do serviço de energia elétrica.

Segundo O'Connel *et al.* (2018), a geração elétrica perto do consumidor chegou a ser a regra na primeira metade do século, quando a energia industrial era

praticamente toda gerada localmente. A partir da década de 40, no entanto, a geração em centrais de grande porte ficou mais barata, reduzindo o interesse dos consumidores pela GD e, como consequência, o desenvolvimento tecnológico para incentivar esse tipo de geração também parou.

As crises do petróleo introduziram fatores perturbadores que mudaram irreversivelmente este panorama, revelando a importância, por exemplo, da economia de escopo obtida na cogeração e energia sustentável. A partir da década de 90, a reforma do setor elétrico brasileiro permitiu a competição no serviço de energia, criando a concorrência e estimulando todos os potenciais elétricos com custos competitivos.

Com o fim do monopólio da geração elétrica, em meados dos anos 80, o desenvolvimento de tecnologias voltou a ser incentivado com visíveis resultados na redução de custos (FIGURA 3).



FONTE: INEE (2018).

O crescimento da GD nos próximos anos parece inexorável e alguns autores fazem uma analogia com o crescimento do micro-computador com relação aos grandes computadores centrais (*main frames*).

Nesse cenário, todo o processo de planejamento da distribuição, funções e objetivos são colocados em evidência.

De acordo com O'Connel *et al.* (2018), algumas das questões que precisam ser consideradas para o planejamento de sistemas de distribuição com Geração Distribuída são:

- A previsão de adoção de recursos adquiridos pelo cliente;
- A avaliação da capacidade disponível nos alimentadores para hospedar as GDs;
- A identificação de soluções confiáveis e de menor custo para permitir níveis mais altos de GDs;
- O gerenciamento da incerteza e variabilidade introduzidas por recursos renováveis.

Assim, a importância do planejamento de distribuição está evoluindo rapidamente com a proliferação das GDs.

Como objetivos do Planejamento da Distribuição as concessionárias devem avaliar o estado atual e futuro de seus alimentadores, considerando crescimento previsto e identificando quando e onde potencialmente haverá problemas.

Assim como o planejamento da expansão precisará ser aplicada para garantir a segurança e a confiabilidade do sistema, este processo geralmente começa com um estudo ao longo de um período de tempo específico para o planejamento do alimentador.

O estudo inclui previsões de crescimento de carga, modificações antecipadas e novas instalações de clientes. Monitora várias métricas do sistema para avaliar como o sistema lidará com o crescimento previsto. As métricas avaliadas permitem avaliar a confiabilidade da qualidade de energia, perdas e até mesmo a capacidade de geração.

No entanto, um dos problemas que tendem a surgir nos circuitos de distribuição geralmente estão relacionados a classificações de equipamentos ou alimentadores.

Por exemplo, a energia que flui através de uma linha ou transformador pode exceder seu valor nominal, ou a tensão em uma determinada localização ou área pode estar fora dos limites operacionais seguros durante determinado tempo, sem causar danos à rede,

Tradicionalmente, para resolver esses problemas, um operador terá que avaliar um conjunto de alternativas que incluiria substituição de transformador,

aumento de tensão, inserção de um regulador de tensão, introdução de capacitores e alteração das configurações de equipamentos de controle existentes.

Assim, a acomodação de GDs pode ser considerada da mesma forma que o incremento de carga: um certo montante pode ser conectado ao sistema de distribuição sem problemas, mas chegará a um ponto em que o sistema como está não suportará hospedar mais cargas, sem algumas atualizações ou investimentos.

Nesse contexto, a utilização de ferramentas de análise adequadas a esse novo cenário são imprescindíveis para os estudos de planejamento e operação dos sistemas de distribuição modernos, no qual está inserida a presente proposta.

2.3 FERRAMENTAS DE ANÁLISE DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO MODERNAS

Esse subcapítulo visa fazer levantamento bibliográfico de artigos relacionados aos métodos de análise de sistemas de distribuição, que nortearam grandemente os estudos relacionados a proposta desse trabalho, buscando ressaltar a relevância de ferramentas de análise para redes de distribuição nesse novo contexto do setor elétrico.

Brodwater *et al*, (1988) é pioneiro nesse assunto com o artigo *Power Flow Analysis of Unbalanced Multiphase Radial Distribution Systems*, que trata do fluxo de potência trifásico utilizando método da varredura *backward/forward*. Este é desenvolvido para redes de distribuição radiais multifásicas desbalanceadas. Para tanto, os autores consideram as três fases do sistema como três circuitos desacoplados, nos quais as impedâncias mútuas entre as fases são representadas como fontes de tensão dependentes da corrente das outras fases. Cada iteração do processo é dividida em uma etapa *backward* (reversa, ou para trás) e uma etapa *forward* (da carga para a geração) para cada uma das fases. As cargas do sistema e suas perdas são determinadas para cada barra, seção e fase das linhas durante o processo *backward*. Já as tensões e as fontes de tensão dependentes das correntes são determinadas no processo *forward*.

Além deste, pode-se citar os trabalhos de Shirmoharmnardi *et al* (1988) e Cespedes (1990), que também foram pioneiros nesta área, apresentando formulações para os métodos baseados em varreduras, desenvolvidos especificamente para redes radiais e possuindo boa convergência e robustez para sistemas de distribuição tradicionais.

No que tange à aplicação do tradicional método de Newton-Raphson e suas variações para a solução de sistemas de distribuição, pode-se citar inicialmente o trabalho de Zimmerman e Chiang (1995) que utiliza a abordagem desacoplada associada às características da topologia radial da rede de distribuição e o emprego do modelo de injeção de corrente para os elementos de barras a fim de reduzir o esforço computacional necessário para a solução do problema.

No ano de 2000 Strezoski e Trpezanovski propoem outras modificações para o método desacoplado rápido aplicado ao sistema de distribuição, utilizando o que foi chamado pelos autores de *New Scaling Concept*, que, aliado a um novo sistema de classificação das barras do sistema, proporciona um método que apresenta bom desempenho para sistemas com elevada relação R/X.

Nesse mesmo contexto, Tortelli *et al.* (2015), propõe uma abordagem alternativa à tradicional normalização a valores por unidade (pu), chamada Normalização Complexa por unidade (cpu). No artigo supracitado, os autores sugerem a aplicação da normalização cpu para melhorar o desempenho do método de fluxo de carga desacoplado rápido aplicado à redes de distribuição emergentes. Esta abordagem leva em conta as mudanças previstas e também já enfrentados pelos sistemas de distribuição, como a alta participação de fontes de geração e consequente maior interconexão entre alimentadores, considerando, porém, a manutenção das características típicas de sistemas de distribuição, como a elevada relação R/X de seus condutores.

O conceito de cpu é centrado no uso de uma base de potência complexa, que supera os problemas numéricos decorrentes da relação R/X de alimentadores de distribuição. Como consequência, o cálculo do fluxo de carga via métodos desacoplados pode preservar sua reconhecida eficiência computacional também quando aplicado à análise do sistema de distribuição. Como será apresentado nos próximos capítulos, a proposta desse trabalho faz uso dessa mesma técnica de normalização aliada à metodologia matemática inspirada no método linearizado.

2.3.1. Abordagem Linearizada

A abordagem linearizada do cálculo do fluxo de potência (FPDC) constitui-se num instrumento de análise de grande relevância para o apoio ao planejamento e operação de sistemas elétricos, inclusive associados aos estudos do impacto de contingências que podem ocorrer no sistema elétrico. Devido à sua simplicidade e

robustez, consequência das simplificações envolvidas, que proporcionam uma análise de fluxo de carga relativa apenas à potência ativa, este método de análise também se torna cada vez mais utilizado para o despacho em tempo real e análise técnico-econômico de sistemas de potência (VAN HERTEM, *et al.*, 2006).

Aspectos como perfil de tensão e gerenciamento de energia reativa não são possíveis de ser analisados a partir desse método. No entanto, de acordo com esse mesmo artigo, essas simplificações (feitas no FPDC) nem sempre podem ser completamente justificadas e às vezes podem proporcionar resultados irreais. Especialmente a implementação de dispositivos de controle de fluxo de potência não é trivial já que o FPDC padrão negligencia fundamentalmente seus efeitos.

Isso não era um problema até pouco tempo, já que a aplicação de dispositivos de controle de fluxo de potência no sistema elétrico era bem limitado. Contudo, com a liberalização do mercado e a introdução crescente das fontes de energia renováveis intermitentes, a necessidade de controle de fluxo de potência se tornou mais evidente e, portanto, o uso desses dispositivos foi ampliado.

Assim, este trabalho indica que as redes elétricas estão evoluindo e apresentando novas características que não apresentavam anteriormente. Com isso, cada vez é mais necessário a criação de novas ferramentas analíticas e adaptação de métodos tradicionais de análise, buscando manter ou ampliar sua eficiência e adequá-las às novas realidades do sistema elétrico.

Nesse cenário, as abordagens linearizadas, pelas características anteriormente citadas, continuam merecendo atenção. Rossoni *et al.* (2016), apresenta um método para o fluxo de carga para sistemas de energia elétrica, chamado *Linearized AC Load Flow* (LACLF). O método é desenvolvido com base na linearização do conjunto completo de equações do fluxo de potência (ACLF). Assim, o LACLF considera todos os acoplamentos ACLF, ou seja, o acoplamento de potência ativa com a magnitude da tensão, bem como o acoplamento entre potência reativa e ângulo de tensão, diferente do tradicional DC método de fluxo de carga (DCLF).

Nesta mesma linha de raciocínio ainda pode-se citar Teshome e Enyew (2017), que criam um método que analisa as restrições relacionadas ao fluxo de potência em uma ferramenta de programação e testam diferentes abordagens para cálculo de perdas. Esse trabalho faz parte de um esforço contínuo para desenvolver ferramentas para análise estocástica de sistemas de geração híbrida nos modelos

existentes, mas enfatizando as restrições de rede e desenvolvendo algumas propostas na linearização de equações de fluxo de potência AC.

Neste trabalho, os autores avaliam diferentes abordagens para modelar as perdas de transmissão em um problema de despacho e então comparam os métodos com base na precisão, carga computacional e simplicidade. A proposta inclui um algoritmo iterativo, função de perda linear por partes, além de uma linearização das equações de fluxo de potência AC. De maneira alternativa, também pode incluir a magnitude de tensão para melhorar a precisão dos resultados.

Já Garces (2015) propõe um fluxo de carga linear para sistemas de distribuição de energia trifásicos. A operação balanceada e desbalanceada é considerada assim como os modelos ZIP das cargas. Esse trabalho faz uso de uma metodologia de aproximação dos parâmetros do sistema elétrico no plano complexo, com a finalidade de ressaltar determinadas característica do sistema elétrico.

Esses artigos mostram o crescente apelo pelo desenvolvimento de novas metodologias de análise para apoio aos estudos de operação e expansão aplicáveis ao novo contexto do sistema de distribuição de energia elétrica.

3 PANORAMA DA ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE DE REDES ELÉTRICAS DE POTÊNCIA

A necessidade de se utilizar de análises em regime permanente, como programas de cálculo de fluxo de potência em sistemas de transmissão é nítida e histórica. A maioria dos métodos propostos e largamente utilizados faz uso das características dos sistemas de transmissão para poder tornar mais eficiente o processo de solução do problema, ou seja, são métodos desenvolvidos especificamente para análise de sistemas de transmissão.

Isso significa que não se pode prontamente utilizar esses mesmos métodos nos sistema de distribuição, pois algumas características desses dois sistemas são distintas. Assim, para que se possa aplicar essas mesmas metodologias nos sistemas de distribuição é necessário fazer adaptações.

Neste capítulo, assim como mencionado nas justificativas da presente proposta apresentadas na introdução deste trabalho, busca-se ressaltar essas principais diferenças e expor as adaptações necessárias para que se possa aplicar tais metodologias em diferentes redes elétricas. Dois principais aspectos vão direcionar o método proposto:

1) Mudanças nos arranjos topológicos: Como consequência do advento de novas tecnologias tais como a geração distribuída, o sistema de distribuição, que originalmente constituiu-se como uma estrutura radial e passiva, tende a evoluir para estruturas em anel ou mesmo malhadas e apresentar elementos ativos em sua rede, normalmente associados a fontes de geração alternativa intermitente..

2) Características dos condutores: Nos sistemas de transmissão a potência ativa (P) está fortemente relacionada com a diferença angular das tensões de barra (θ), caracterizado como um forte acoplamento $P-\theta$. Isto se deve fundamentalmente ao fato de que nas linhas de transmissão, a reatância (X) é tipicamente mais relevante que a resistência (R), ou seja, a relação R/X tende a ser mais baixa. Já em sistemas de distribuição, suas linhas apresentam tipicamente um valor mais elevado de relação R/X , tendo em vista que a resistência de seus condutores assume papel mais relevante. Assim, quanto mais relevante for essa característica, menos negligenciado poderá ser o acoplamento $P-V$, ou seja, a potência ativa estará mais fortemente relacionada à magnitude da tensão (V) .

Essas diferenças explicitadas no segundo aspecto impossibilitam que, por exemplo, o tradicional método de fluxo de potência linearizado seja prontamente aplicável aos sistemas de distribuição.

Deve-se salientar que nesse trabalho proposto, pretende-se contornar essa dificuldade através da atuação sobre os parâmetros das linhas do sistema de distribuição, de maneira a modificar artificialmente a característica de relação R/X das mesmas, para que se possa tratar o sistema de distribuição de uma maneira similar à que o método linearizado trata o sistema de transmissão.

Essa modificação artificial da relação R/X é feita por meio do emprego da técnica de normalização complexa que será detalhada na seção 3.2.1. Além da aplicação da normalização complexa, outras simplificações, análogas às que o método linearizado faz com sistemas de transmissão, são aplicadas, gerando assim um modelo matemático adequado para o estudo de sistemas de distribuição. Esse equacionamento será devidamente apresentado na seção 4.1.

Nas subseções seguintes desse capítulo são apresentados fundamentos de modelagem e análise que servem de suporte para a definição e aplicação da metodologia proposta.

3.1 REPRESENTAÇÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO

Segundo Fuchs (1977), historicamente nos cálculos das linhas de transmissão procura-se, em geral, obter valores de tensões, correntes e potências com erros inferiores a 0,5% e é essa precisão que dita, geralmente, a necessidade de emprego de processos mais ou menos exatos e, por conseguinte, mais ou menos trabalhosos. Esses processos são todos deriváveis do processo analítico rigoroso e apenas admitem hipóteses simplificadoras quanto à necessidade ou não de se considerarem todos os parâmetros distribuídos ou não.

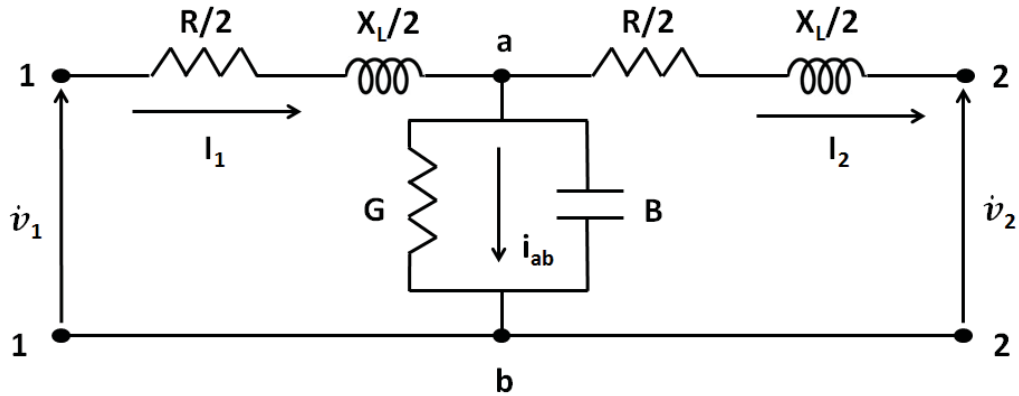
Essa seção faz uma breve revisão dos modelos tradicionalmente adotados para linhas de transmissão em estudos de regime permanente. Logo em seguida, expande-se essa representação para as linhas de distribuição e explana-se qual foi o modelo escolhido para representar esse mesmo efeito no trabalho aqui proposto.

O modelo da linha de transmissão a ser adotado em determinado estudo dependerá do comprimento da linha e da precisão que se deseja ter da modelagem

matemática. Em sistemas de transmissão tem-se dois tipos usuais de representação (FIGURA 4 E FIGURA 5).

a) Circuito Tee

FIGURA 4 - REPRESENTAÇÃO DA LINHA DE TRANSMISSÃO VIA CIRCUITO TEE.



FONTE: FUCHS (1977).

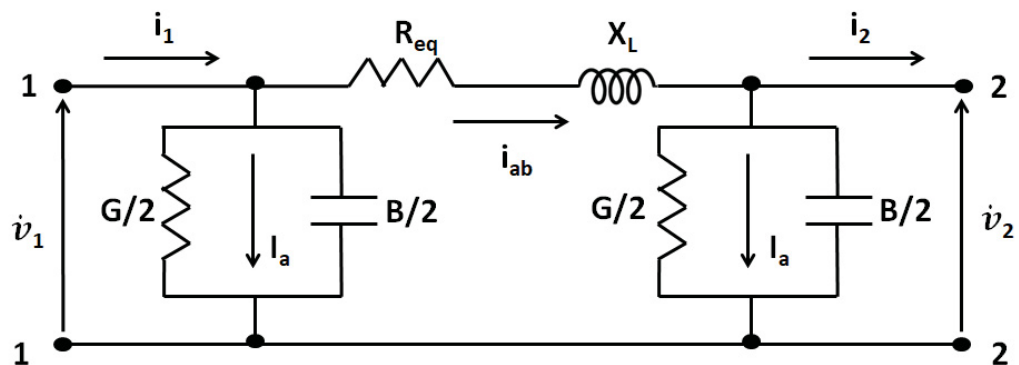
As equações associadas são apresentadas por (1) e (2):

$$\dot{V}_1 = \dot{V}_2 \left(1 + \frac{\dot{Z}\dot{Y}}{2} \right) + I_2 \dot{Z} \left(1 + \frac{\dot{Z}\dot{Y}}{4} \right) [V] \quad (1)$$

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 \left(1 + \frac{\dot{Z}\dot{Y}}{2} \right) + \dot{V}_2 \dot{Y} [A] \quad (2)$$

b) Circuito Pi

FIGURA 5 - REPRESENTAÇÃO DA LINHA DE TRANSMISSÃO VIA CIRCUITO PI.



FONTE: FUCHS (1977).

As equações relacionadas e este circuito equivalente são dadas a seguir:

$$\dot{V}_1 = \dot{V}_2 \left(1 + \frac{\dot{Z}_{eq} \dot{Y}_{eq}}{2} \right) + \dot{I}_2 \dot{Z} [V] \quad (3)$$

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 \left(1 + \frac{\dot{Z} \dot{Y}}{2} \right) + \dot{V}_2 \dot{Y} \left(1 + \frac{\dot{Z} \dot{Y}}{4} \right) [A] \quad (4)$$

Mesmo que ambos os circuitos sejam aceitáveis, o circuito Pi é o preferido como representativo das linhas médias, pois, ao considerar os modelos matemáticos de grandes sistemas, o circuito Tee obrigaria o estabelecimento de mais uma barra ou nó por linha de transmissão incluída, o que traduz em um significativo aumento correspondente do número de equações no modelo do sistema e, conseqüentemente, no aumento da dimensão das matrizes correspondentes a essas equações.

Expande-se esse entendimento para sistemas de distribuição. Foram feitos testes e simulações no subcapítulo 5.1.2 para confrontar resultados e verificar o efeito da consideração das capacitâncias shunt em sistemas de distribuição e se essa consideração apresenta incremento relevante na precisão dos resultados.

O modelo escolhido para representar essas capacitâncias foi o modelo Pi, pela razão apresentada quanto à simplificação na dimensão das matrizes.

3.2 NORMALIZAÇÃO DOS PARÂMETROS DO SISTEMA ELÉTRICO

A normalização dos valores de parâmetros e variáveis é um procedimento padrão na realização de estudos envolvendo o sistema elétrico de potência. Os valores normalizados por unidade (pu) são definidos a partir da determinação de um valor base de tensão para cada patamar de tensão do sistema e de um valor base de potência para todo o sistema (GRAINGER; STEVENSON, 1994).

O sistema por unidade (pu) consiste na definição de valores de base para as grandezas, como tensão, corrente, impedância e etc., seguida da substituição das variáveis e constantes expressas no Sistema Internacional (SI) pelas suas relações com os valores de base pré-estabelecidos. Exemplificando simbolicamente tem-se (5):

$$G_{pu} = \frac{G}{G_{base}} \quad (5)$$

Na qual G é a grandeza utilizada. Os cálculos são realizados no sistema pu e os resultados finais são convertidos para o SI.

Num sistema de energia, dadas as relações entre as unidades, só podem existir duas bases independentes, sendo elas definidas como a potência total trifásica (S_{base}), esta adotada para todo o sistema, e a tensão trifásica (V_{base}) num barramento determinado. A partir destes valores são definidas as tensões dos outros barramentos, assim como as bases de impedância (Z_{base}) e de corrente (I_{base}), estas últimas dadas por (6) e (7):

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (6)$$

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{V_{base}} \quad (7)$$

Sendo que em um sistema com vários níveis de tensão, definidos pelos transformadores existentes, haverá uma base de tensão para cada nível. Assim, as bases de impedância e corrente também serão diferentes para cada patamar.

3.2.1 Normalização Complexa

Ao contrário da normalização unitária convencional (pu) onde os valores base são todos números reais, a normalização complexa por unidade (cpu) consiste na aplicação de uma potência base complexa, como indicado em (8), onde ϕ_{base} é o ângulo do complexo de potência base S_{base} (AMBRÓSIO; TORTELLI, 2017):

$$S_{base} = |S_{base}|e^{-j\phi_{base}} \quad (8)$$

Como as bases de tensão permanecem com números reais, a base de impedância também terá um valor complexo, com o mesmo valor de ângulo da base de potência, como mostrado em (9):

$$\mathbf{Z}_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}^*} = |\mathbf{Z}_{base}|e^{-j(\phi_{base})} \quad (9)$$

Assim, os valores de impedância normalizados serão determinados pelas expressões (10) e (11), onde θ é o ângulo de impedância da linha de distribuição:

$$R_{cpu} = |\mathbf{Z}_{pu}| \cos(\theta + \phi_{base}) \quad (10)$$

$$X_{cpu} = |\mathbf{Z}_{pu}| \sin(\theta + \phi_{base}) \quad (11)$$

O que leva a:

$$\frac{X_{cpu}}{R_{cpu}} = \tan(\theta + \phi_{base}) \quad (12)$$

A relação mostrada em (12) mostra que a relação R/X das linhas de distribuição pode ser ajustada em função do ângulo base, ϕ_{base} .

Para obter valores coerentes na solução de fluxo de potência, é necessário que as injeções de potência também sejam normalizadas pela mesma base, como indicado em (13), onde δ é o ângulo de potência das injeções.

$$\mathbf{S}_{cpu} = \frac{|\mathbf{S}_{VA}|e^{j\delta}}{|\mathbf{S}_{base}|e^{-j\phi_{base}}} = |\mathbf{S}_{pu}|e^{j(\delta+\phi_{base})} \quad (13)$$

Em seguida, pode-se escrever as seguintes expressões que tratam a dependência dos valores normalizados das injeções de potência ativa e reativa, equações (14) e (15) respectivamente, com o ângulo de potência de base:

$$\mathbf{P}_{cpu} = |\mathbf{S}_{pu}| \cos(\delta + \phi_{base}) \quad (14)$$

$$\mathbf{Q}_{cpu} = |\mathbf{S}_{pu}| \sin(\delta + \phi_{base}) \quad (15)$$

3.3 FORMULAÇÃO BÁSICA DO FLUXO DE POTÊNCIA

O cálculo do fluxo de potência é um problema de modelagem estática, ou seja, a rede é representada por equações algébricas. Essa representação serve

para situações nas quais as variações no tempo são pequenas e se pode ignorar efeitos transitórios.

A solução do fluxo de potência gira em torno de determinar o estado da rede, no que diz respeito à distribuição dos fluxos e de algumas grandezas de interesse do operador, tais como tensões das barras, perdas nas linhas e etc.

Para se obter as equações que regem a questão do fluxo de potência que deverá ser solucionado, deve ser imposta a condição de conservação das potências ativa e reativa em cada nó da rede, ou seja, a potência líquida injetada deve ser igual à soma das potências que fluem pelos componentes internos que têm este nó como um de seus terminais. Isso equivale a Primeira Lei de Kirchhoff.

E a segunda Lei de Kirchhoff se faz valer para determinar fluxos de potência nos componentes internos como funções das tensões (estados) de seus nós terminais.

Estas equações algébricas não-lineares correspondem às Leis de Kirchhoff e a um conjunto de restrições operacionais da rede elétrica e seus componentes. Para formulação básica, são associadas a cada barra da rede elétrica quatro variáveis, sendo que, em cada barra, duas entram como dados do problema e duas como incógnitas (MONTICELLI, 1983).

V_k – magnitude da tensão nodal da barra k ;

θ_k – ângulo da tensão nodal da barra k ;

P_k – geração líquida (geração menos carga) de potência ativa da barra k ;

Q_k – geração líquida de potência reativa da barra k .

Dependendo de quais variáveis entram como dados de barra do problema, estas recebem distintas classificações, sendo usualmente adotado o seguinte padrão:

- Barras tipo PQ – são dados P_k e Q_k , calcula-se V_k e θ_k ;
- Barras tipo PV – são dados P_k e V_k , calcula-se Q_k e θ_k ;
- Barra tipo $V\theta$ ou de referência – são dados V_k e θ_k , calcula-se P_k e Q_k .

Tipicamente, as barras do tipo PQ correspondem às barras de carga, enquanto as barras do tipo PV estão relacionadas às barras de geração. Em função

da necessidade de viabilizar matematicamente a solução do conjunto de equações do problema, uma das barras do sistema deve ser necessariamente do tipo $V\theta$.

Essa barra, que em geral está associada a uma barra com grande capacidade de geração, possui duas funções fundamentais: oferecer a referência angular do sistema, por isso sendo chamada de barra de referência, e ser responsável por fechar o balanço de potência do sistema, sendo por isso também conhecida como barra de folga ou, em inglês, barra *slack*.

Da aplicação da primeira Lei de Kirchhoff obtém-se o conjunto de equações do problema de fluxo de carga, advindas do fato de que as potências ativas e reativas injetadas em cada barra são iguais aos somatórios dos fluxos de potência ativa e reativa que deixam as respectivas barras através dos equipamentos elétricos a ela conectados. Matematicamente isto pode ser expresso da seguinte forma, como vemos em (16) e (17).

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (16)$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (17)$$

Em que:

$k = 1, \dots, NB$, sendo NB o número de barras da rede;

Ω_k – conjunto das barras vizinhas à barra k;

V_k, V_m – magnitudes das tensões das barras terminais do ramo k – m;

θ_k, θ_m – ângulos das tensões das barras terminais do ramo k – m;

P_{km} – fluxo de potência ativa no ramo k – m;

Q_{km} – fluxo de potência reativa no ramo k – m;

Q_k^{sh} – injeção de potência reativa devida ao elemento shunt da barra k.

As injeções de potência ativa e reativa são dadas por (18) e (19):

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (18)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (19)$$

Nas quais:

G_{km}, B_{km} – coeficientes reais e imaginários da matriz admitância;

K – conjunto das barras vizinhas à barra k , incluindo k .

3.3.1 FORMULAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA LINEARIZADO

Segundo Monticelli (1983), o fluxo de potência linearizado é um método de solução de fluxo de potência em sistemas de transmissão bastante disseminado principalmente pela sua simplicidade, robustez e por ser um método não iterativo.

Em uma linha de transmissão, o fluxo de potência ativa é aproximadamente proporcional à abertura angular na linha. O fluxo na linha depende da diferença angular das tensões das barras, fluindo no sentido do ângulo maior para o ângulo menor.

Pode-se fazer uma comparação por analogia do que foi dito à um circuito de corrente contínua, no que diz respeito aos fluxos de corrente e as quedas de tensão. Onde o fluxo de corrente corresponde ao fluxo de potência e a queda de tensão corresponde à abertura angular da linha. Devido à essa analogia, o Fluxo de Potência Linearizado também é chamado de Fluxo de Potência DC (FPDC).

O FPDC permite estimar, com baixo custo computacional, boa precisão e bastante simplicidade matemática, a distribuição dos fluxos de potência ativa em uma rede de transmissão. Esse modelo tem se mostrado bastante útil para auxiliar o operador quando esse é encarregado de planejar a operação e expansão do sistema de transmissão.

O FPDC é baseado no acoplamento entre as variáveis P e θ , ou seja, potência ativa e ângulo, apresentando resultados tão melhores quanto mais elevado o nível de tensão.

Ainda segundo Monticelli (1983), o mesmo tipo de relação válida para linhas de transmissão pode ser estendido também para transformadores em fase e defasadores.

Este modelo linearizado, no entanto, não é aplicável para sistemas de distribuição em baixa tensão, nos quais os fluxos de potência ativa dependem de maneira significativa das quedas de tensão. Nestes sistemas é possível a utilização de modelos linearizados baseados em outras características físicas da rede, que não a relação P - θ .

A proposta desse trabalho foi criada visando solucionar a problemática que Monticelli levanta no parágrafo anterior. O próximo capítulo explana como foram feitas as adequações para que se pudesse fazer um método inspirado no FPDC para sistemas de distribuição, mas por enquanto vamos terminar a explicação a cerca do método linearizado.

O FPDC não leva em conta magnitudes das tensões nodais, as potências reativas e os *taps* dos trafos e por isso não pode substituir totalmente os métodos não-lineares do fluxo de carga.

Considere-se o fluxo de potência P_{km} em uma linha de transmissão, dado pela expressão (20):

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (20)$$

O fluxo no extremo oposto da linha pode ser visto em (21):

$$P_{mk} = V_m^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} + V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (21)$$

Sabe-se que a soma dos fluxos na linha é dada por (perdas ativas):

$$P_{km} + P_{mk} = g_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos \theta_{km}) \quad (22)$$

Se os termos correspondentes às perdas forem desprezados nas expressões (20) e (21), obtemos (23):

$$P_{km} = -P_{mk} = -V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (23)$$

Fazendo as simplificações (24), (25) e (26) devem ser assumidas:

$$V_k \cong V_m \cong 1 \text{ pu} \quad (24)$$

$$\sin \theta_{km} \cong \theta_{km} \quad (25)$$

$$b_{km} \cong \frac{-1}{x_{km}} \quad (26)$$

E então obtém-se o que vemos em (27):

$$P_{km} = x_{km}^{-1} \theta_{km} = \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} \quad (27)$$

Esta última equação tem a mesma forma que a Lei de Ohm aplicada a um resistor percorrido por corrente contínua, e daí tira-se a analogia do método linearizado com um sistema de corrente contínua, sendo que:

P_{km} análogo à intensidade da corrente;
 θ_k e θ_m análogos às tensões terminais;
 x_{km} análogo à resistência.

Considere-se agora o fluxo de potência ativa P_{km} em um transformador em-fase, dado pela expressão (28):

$$P_{km} = (a_{km}V_k)^2 g_{km} - (a_{km}V_k)V_m g_{km} \cos \theta_{km} - (a_{km}V_k)V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (28)$$

Desprezando-se os termos correspondentes às perdas e introduzindo-se as aproximações feitas acima, temos (29):

$$P_{km} = a_{km} x_{km}^{-1} \theta_{km} \quad (29)$$

Sendo que a_{km} pode ser ainda aproximado por (30):

$$a_{km} \cong 1 \quad (30)$$

Caso em que a expressão do fluxo de potência ativa no transformador se reduz à expressão (31):

$$P_{km} = x_{km}^{-1} \theta_{km} = \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} \quad (31)$$

A injeção de potência ativa na barra k (32) é igual à soma dos fluxos que saem da barra, ou seja:

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} x_{km}^{-1} \theta_{km} \quad (k = 1, NB) \quad (32)$$

Esta expressão pode ser colocada na forma (33):

$$P_k = \left(\sum_{m \in \Omega_k} x_{km}^{-1} \right) \theta_k + \left(\sum_{m \in \Omega_k} x_{km}^{-1} \right) \theta_m \quad (33)$$

Que por sua vez admite uma representação matricial do tipo (34):

$$\bar{P} = B' \bar{\theta} \quad (34)$$

Em que:

$\bar{\theta}$ = vetor dos ângulos das tensões nodais θ_k ;

\bar{P} = vetor das injeções líquidas de potência ativa;

B' = matriz tipo admitância nodal e cujos elementos são:

$$\begin{aligned} B'_{km} &= -x_{km}^{-1} \\ B'_{kk} &= \sum_{m \in \Omega_k} x_{km}^{-1} \end{aligned} \quad (35)$$

A matriz B' , que aparece (35), é singular, pois, como as perdas de transmissão foram desprezadas, a soma dos componentes \bar{P} é nula, ou seja, a injeção de potência em uma barra qualquer pode ser obtida a partir da soma algébrica das demais.

Para resolver esse problema, elimina-se uma das equações do sistema e adota-se a barra correspondente como referência angular ($\theta_k = 0$). Desta forma, esse sistema passa a ser não-singular com dimensão NB-1 e os ângulos das NB-1 barras restantes podem ser determinados a partir das injeções de potência especificadas nessas NB-1 barras (supõe-se que a rede seja convexa).

Assim, o modelo linearizado tem como um dos seus grandes atrativos o fato de que fornece solução mesmo para problemas que não podem ser resolvidos pelos métodos convencionais de fluxo de carga. Isso ocorre frequentemente em estudos de planejamento quando, para uma dada rede, testam-se acréscimos de cargas e/ou geração.

Nos estudos onde usa-se métodos convencionais de fluxo de carga observam-se problemas de convergência causados, ou por insuficiência de suporte de potência reativa ou, então, por falta de capacidade de transmissão para atender às novas condições de carga.

3.3.2. CONSIDERAÇÕES QUANTO AO CALCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Existem várias ferramentas para solucionar problemas de fluxo de potência em sistemas de distribuição, algumas consolidadas no meio acadêmico e comercial e outras várias propostas, tanto de novas metodologias, quanto aprimoramento das existentes. Várias dessas ferramentas auxiliam o operador do sistema no que tange o planejamento, a expansão e a operação do sistema elétrico de potência.

Além disso, pode-se fazer previsões futuras para avaliar o desempenho do sistema, tanto em condições normais quanto em estados de emergência, como no acontecimento de grandes eventos onde se consome mais energia que o esperado.

Os métodos iterativos de solução de fluxo de potência necessitam de uma estimativa inicial para que se inicie a rotina do programa. Essa estimativa pode ser um entrave, pois geralmente é um dado de entrada fornecido pelo usuário e, dependendo dele, pode fazer com que o programa demore muitas iterações para convergir ou até mesmo pode resultar na não-convergência do programa.

Quando a escolha dos dados de entrada fornecidos pelo usuário são bons, o programa calcula os fluxos de potência ativa e reativa, determinando tensões, ângulos e fluxos de potência.

O trabalho proposto pelo autor faz o levantamento do perfil de tensão de sistemas de distribuição. Essas tensões por si só já auxiliam o planejador e operador do sistema. Além disso pode servir como solução para o entrave supracitado, uma vez que uma estimativa inicial não será mais necessária.

O método proposto é inspirado no método linearizado. Porém o método linearizado é um método de fluxo de potência, enquanto o método proposto neste trabalho busca fundamentalmente estimar o perfil de tensão.

Diz-se que o método proposto é inspirado no método linearizado, pois assim como o FPDC, o método proposto é de formulação matemática simples, é robusto e computacionalmente leve.

Além disso, as simplificações feitas no sistema de distribuição foram efetuadas no mesmo sentido em que o FPDC faz com o sistema de transmissão.

4 METODOLOGIA PROPOSTA

Neste capítulo faz-se a apresentação da metodologia proposta neste trabalho para o desenvolvimento do algoritmo não iterativo para a determinação de tensões nodais em sistemas de distribuição com alta relação R/X.

Como discutido anteriormente, diferentemente das redes de transmissão, que normalmente têm uma baixa relação R/X e são caracterizadas pelo forte acoplamento entre a potência ativa e os ângulos de tensão (acoplamento P- θ), as linhas de distribuição têm uma relação R/X tipicamente maior. Como resultado, nos sistemas de distribuição, o fluxo de potência ativa torna-se quase exclusivamente dependente das magnitudes das tensões nodais, sendo, portanto, a variável de maior interesse a ser determinada.

Assim, propõe-se uma metodologia que permite a determinação da magnitude das tensões nodais nos sistemas de distribuição, no mesmo sentido em que o método tradicional linearizado (FPDC) é utilizado para determinar os ângulos das tensões nodais nos sistemas de transmissão.

A metodologia apresenta compatibilidade tanto com os sistemas de distribuição tradicionais radiais, tanto com os sistemas de distribuição emergentes malhados e sob qualquer nível de participação de geração distribuída e de dispositivos de controle.

A utilidade da proposta é ampla, podendo ser aplicado como apoio ao planejamento da operação e da expansão de redes de distribuição, uma vez que de posse dessa metodologia, o planejador passa a poder utilizar valores de tensão precisos para os diferentes cenários de operação.

A presente proposta é possibilitada pela aplicação da técnica de normalização complexa (cpu), também usada por Tortelli *et al.* (2015), que permite acentuar a característica resistiva das linhas de distribuição, proporcionando uma melhora na precisão dos resultados associados à magnitude da tensão nodal.

4.1 MODELAGEM PARA OBTENÇÃO DE TENSÕES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Nessa seção, apresenta-se a metodologia que permite a determinação da magnitude das tensões nodais nos sistemas de distribuição, no mesmo sentido em

que o método tradicionalizado linearizado (FPDC) é utilizado para determinar os ângulos das tensões nodais nos sistemas de transmissão (AMBRÓSIO; TORTELLI, 2017).

Conforme indicado na seção anterior, a partir da aplicação da cpu, a relação R/X de um sistema de distribuição pode ser alterada a partir da escolha de um ângulo de base adequado.

Assim, com a amplificação da característica resistiva das linhas de distribuição, sua característica reativa pode ser desprezada no mesmo sentido que é feito pela abordagem linearizada do cálculo do fluxo de potência para redes de transmissão em relação à resistência de suas linhas.

Dessa forma, a representação equivalente das linhas de distribuição, agora normalizadas, pode ser simplificada, caracterizando-as como puramente resistivas (na figura apresentada como condutância), como indicado na FIGURA 7.

FIGURA 7 - LINHA DE DISTRIBUIÇÃO APÓS NORMALIZAÇÃO COMPLEXA.



Da mesma forma que o método FPDC é orientado pela relação P- θ na análise de sistemas de transmissão, aqui busca-se a relação P-V para o estudo dos sistemas de distribuição.

Assim, considerando apenas a circulação de energia ativa pela rede elétrica, caracterizada agora como puramente resistiva, temos um circuito em corrente contínua convencional.

Portanto, para exemplificar a aplicação, utiliza-se o circuito indicado na FIGURA 8, onde uma linha de distribuição conectada a um gerador e a uma carga. O barramento do gerador assume a função de referência (barra tipo $V\theta$) estabelecendo a tensão V_1 . Portanto, a única variável de estado a ser determinada, considerando a abordagem proposta aqui, torna-se a magnitude da tensão da barra 2 (V_2).

Sabendo-se que a tensão V_1 é controlada, ou seja, é um dado de entrada, pode-se aplicar a lei de Kirchhoff (equação 37) para se obter V_2 :

$$V_2 = V_1 - I \cdot R \quad (37)$$

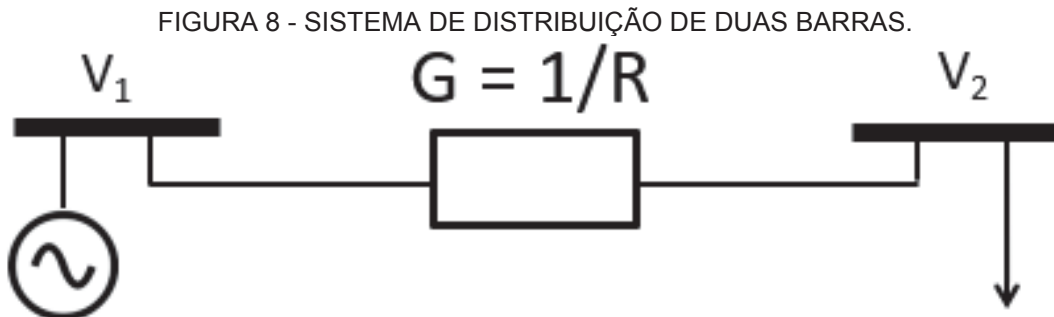
Sabe-se também que a corrente de carga, que circula pela linha, é dada pela razão de P_2 por V_2 que pode ser visto na equação (38):

$$I = \frac{P_2}{V_2} \quad (38)$$

Substituindo-se (38) em (37) e invertendo-se a resistência, tem-se (39):

$$V_2 = V_1 - \frac{P_2}{V_2} G^{-1} \quad (39)$$

Finalmente, multiplica-se os dois lados da equação (39) por V_2 para se obter a equação (40):



FONTE: O Autor (2018).

$$V_2^2 + (-V_1)V_2 + P_2 G^{-1} = 0 \quad (40)$$

Assim, a solução, ou seja, a determinação da variável de estado V_2 , é obtida aplicando-se a fórmula de Bhaskara à equação (40), resultando na equação-se (41):

$$V_2 = \frac{V_1 + (V_1^2 - 4 P_2 G^{-1})^{\frac{1}{2}}}{2} \quad (41)$$

Tal solução pode ser generalizada para sistemas com n barras, a partir da expansão matricial das variáveis de estado e parâmetros do sistema, como indicado na expressão (42), onde todos os vetores e matrizes têm dimensão igual a número de barras sem controle de tensão (barras PQ).

$$[V] = \frac{[V_{\text{ref}}] + ([V_{\text{ref}}]^2 - 4 G^{-1} [P])^{\frac{1}{2}}}{2} \quad (42)$$

onde:

$[V]$: vetor de variáveis de estado, associado à magnitude das tensões nodais;

$[V_{\text{ref}}]$: vetor associado à magnitude de tensão das barras de tensão controlada, definido em (43);

$[P]$: vetor de injeções de potência ativa;

G : matriz tipo condutância da rede elétrica, obtida após as simplificações previstas pelo método proposto.

O vetor associado à tensão da barra de referência $[V_{\text{ref}}]$ é definido em (43):

$$[V_{\text{ref}}] = [G']^{-1} [G''] [V_A] \quad (43)$$

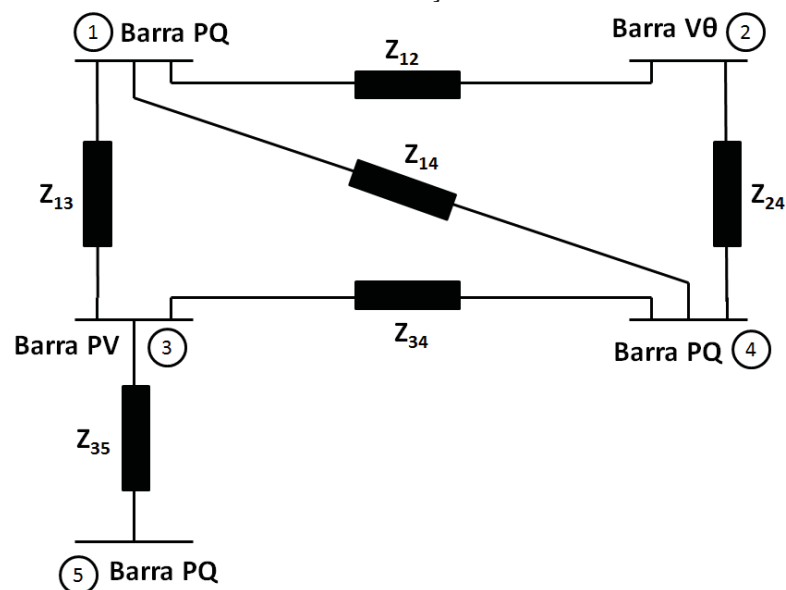
onde:

G' e G'' são submatrizes tipo condutância;

$[V_A]$: vetor das magnitudes de tensão das barras de tensão controlada.

Para melhor entendimento de como são compostas as submatrizes G' e G'' , tem-se o exemplo do sistema simples de 5 barras da FIGURA 9:

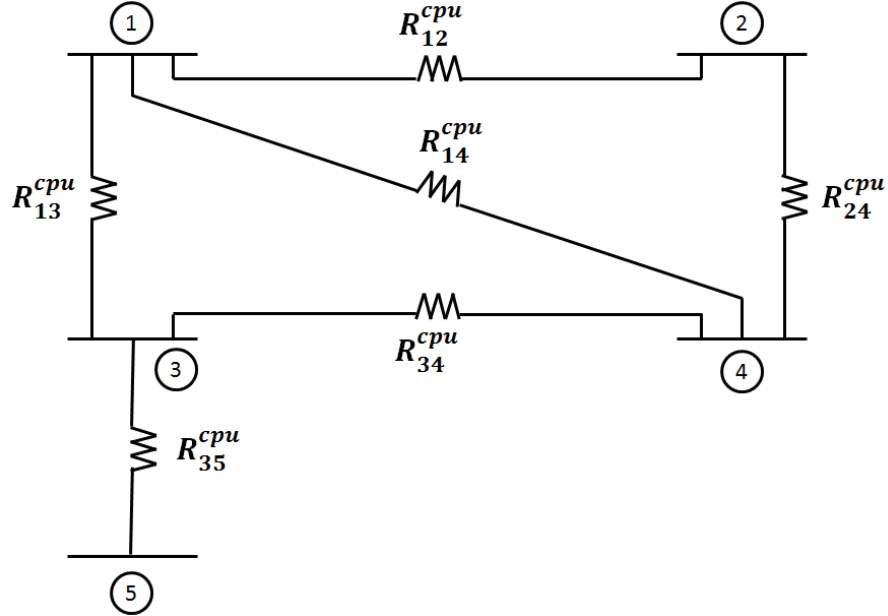
FIGURA 9 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO EXEMPLO DE 5 BARRAS.



FONTE: O Autor (2018).

Após a normalização complexa das impedâncias de linha desse sistema de distribuição, a sua característica resistiva foi amplamente acentuada e podemos considerar o sistema como sendo puramente resistivo, como vemos na FIGURA 10:

FIGURA 10 - SISTEMA EXEMPLO APÓS NORMALIZAÇÃO COMPLEXA.



FONTE: O Autor (2018).

Uma vez que o sistema está normalizado, pode-se determinar a matriz tipo condutância desse sistema. É sabido que a matriz condutância desse circuito fica da seguinte forma (44):

$$G = \begin{bmatrix} -\left(\frac{1}{R_{12}} + \frac{1}{R_{13}} + \frac{1}{R_{14}}\right) & \frac{1}{R_{12}} & \frac{1}{R_{13}} & \frac{1}{R_{14}} & 0 \\ \frac{1}{R_{12}} & -\left(\frac{1}{R_{12}} + \frac{1}{R_{24}}\right) & 0 & \frac{1}{R_{24}} & 0 \\ \frac{1}{R_{13}} & 0 & -\left(\frac{1}{R_{13}} + \frac{1}{R_{34}} + \frac{1}{R_{35}}\right) & \frac{1}{R_{34}} & \frac{1}{R_{35}} \\ \frac{1}{R_{14}} & \frac{1}{R_{24}} & \frac{1}{R_{34}} & -\left(\frac{1}{R_{14}} + \frac{1}{R_{24}} + \frac{1}{R_{34}}\right) & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{R_{35}} & 0 & -\left(\frac{1}{R_{35}}\right) \end{bmatrix} \quad (44)$$

Que também pode ser escrito da seguinte forma (45):

$$G = \begin{bmatrix} -(g_{12} + g_{13} + g_{14}) & g_{12} & g_{13} & g_{14} & 0 \\ g_{12} & -(g_{12} + g_{14}) & 0 & g_{24} & 0 \\ g_{13} & 0 & -(g_{13} + g_{34} + g_{35}) & g_{34} & g_{35} \\ g_{14} & g_{24} & g_{34} & -(g_{14} + g_{24} + g_{34}) & 0 \\ 0 & 0 & g_{35} & 0 & -(g_{35}) \end{bmatrix} \quad (45)$$

Que, por sua vez, para efeito de simplificação da representação, pode ser reescrita da seguinte forma (46):

$$G = \begin{bmatrix} -G_{11} & G_{12} & G_{13} & G_{14} & 0 \\ G_{12} & -G_{22} & 0 & G_{24} & 0 \\ G_{13} & 0 & -G_{33} & G_{34} & G_{35} \\ G_{14} & G_{24} & G_{34} & -G_{44} & 0 \\ 0 & 0 & G_{35} & 0 & -G_{55} \end{bmatrix} \quad (46)$$

Essa é a matriz condutância do sistema simples de 5 barras. Essa representação simplificada se mostra necessária para melhor entendimento do leitor. Essa necessidade de simplificação será melhor entendida pelo leitor no subcapítulo 4.5 onde serão inseridas na matriz acima as capacitâncias shunt e também se mostra útil para que o leitor entenda como são formadas as submatrizes G' e G'' que compõem a formulação da metodologia proposta.

A submatriz G' (47) é composta usando-se apenas as barras de carga presentes no sistema. Em outras palavras, linhas e colunas são compostas por números referentes à barras PQ e essa matriz, por sua vez, sempre é quadrada. Nesse caso específico do sistema de 5 barras temos:

$$G' = \begin{bmatrix} -\left(\frac{1}{R_{12}} + \frac{1}{R_{13}} + \frac{1}{R_{14}}\right) & \frac{1}{R_{14}} & 0 \\ \frac{1}{R_{14}} & -\left(\frac{1}{R_{14}} + \frac{1}{R_{24}} + \frac{1}{R_{34}}\right) & 0 \\ 0 & 0 & -\left(\frac{1}{R_{35}}\right) \end{bmatrix} \quad (47)$$

Que pode ser reescrita na forma de condutâncias (48) para efeito de simplificação visual, assim como fizemos com a matriz G acima:

$$G' = \begin{bmatrix} -G_{11} & G_{14} & 0 \\ G_{41} & -G_{44} & 0 \\ 0 & 0 & -G_{55} \end{bmatrix} \quad (48)$$

Já a matriz G'' (49) é montada utilizando-se duas regras:

- Suas linhas são compostas por números referentes às barras de carga, ou seja, barras PQ.

• Suas colunas são compostas por números referentes às barras não PQ, ou seja, barras V θ e PV na ordem em que elas aparecem no sistema. Mais à frente vai se evidenciar que as matrizes G e G' são submatrizes da matriz G e o presente parágrafo vai ficar mais claro.

$$G'' = \begin{bmatrix} \frac{1}{R_{12}} & \frac{1}{R_{13}} \\ \frac{1}{R_{24}} & \frac{1}{R_{34}} \\ 0 & \frac{1}{R_{35}} \end{bmatrix} \quad (49)$$

Reescrita na forma de condutâncias (50), fica:

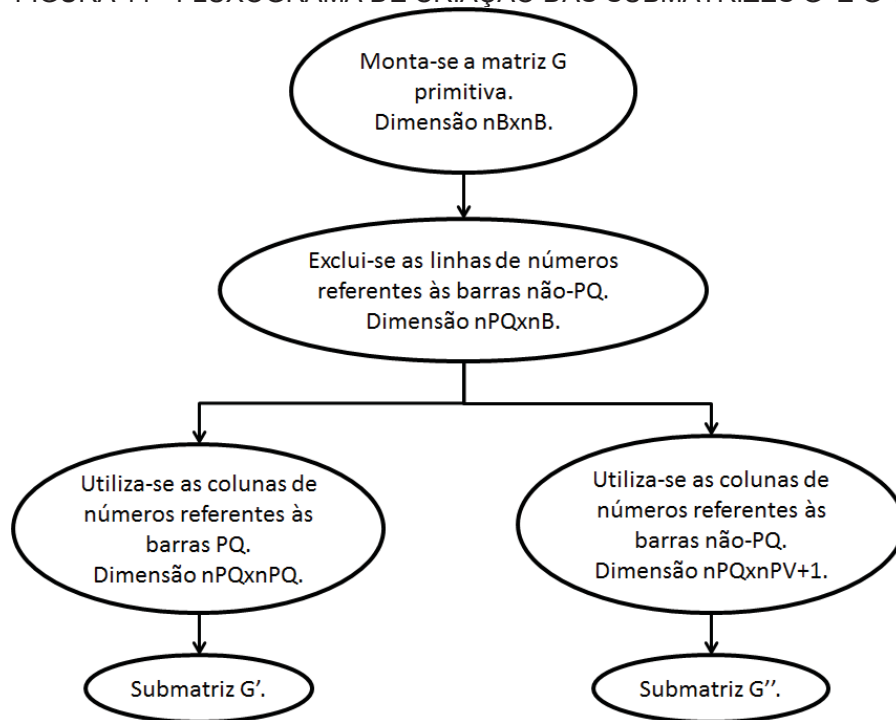
$$G'' = \begin{bmatrix} G_{12} & G_{13} \\ G_{42} & G_{43} \\ 0 & G_{53} \end{bmatrix} \quad (50)$$

Nota-se, portanto, que a matriz G'' é uma matriz de ordem (nPQ) x (nPV+1). Essa matriz comumente é retangular, mas pode-se mostrar quadrada eventualmente quando o sistema apresentar uma barra PQ a mais que o número de barras PV. Não é comum, portanto, essa matriz ser quadrada em sistema de distribuição.

Uma vez que se tem conhecimento da lógica usada para montar as matrizes G' e G'', podemos evidenciar o algoritmo para montar essas matrizes. Para tal é necessário ressaltar de novo alguns pontos:

- As matrizes G' e G'' são submatrizes da matriz G.
- As submatrizes G' e G'' não usam as linhas de números referentes às barras não-PQ. Isso significa que para esse caso, as linhas 2 e 3 da matriz G são excluídas do problema.
- Para construção da submatriz G' utiliza-se as colunas de números referentes às barras PQ. Nesse caso essas barras são 1, 4 e 5.
- Para construção da submatriz G'' utiliza-se as colunas de números referentes às barras não-PQ, ou seja, barras V θ e PV na ordem em que elas aparecem na matriz G. Nesse caso, as barras são 2 e 3.

O fluxograma da FIGURA 11 resume a formação de ambas as submatrizes.

FIGURA 11 - FLUXOGRAMA DE CRIAÇÃO DAS SUBMATRIZES G' E G'' .

FONTE: O Autor (2018).

Assim, a partir da aplicação da formulação proposta, o valor das magnitudes de tensão nodal para sistemas de distribuição de qualquer tamanho e topologia, radial, anel ou loop, pode ser obtido, de maneira aproximada através de um processo não iterativo e, portanto, não sujeito a não-convergência, o que se mostra útil para o apoio a estudos de planejamento de operação e ampliação de redes elétricas.

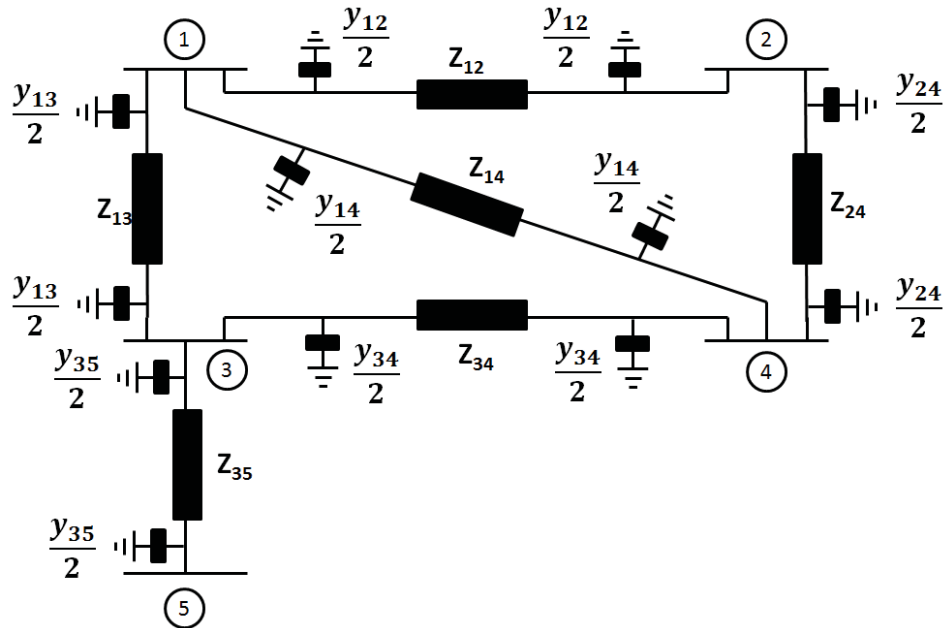
4.2 REPRESENTAÇÃO DO EFEITO CAPACITIVO DAS LINHAS

Nesse subcapítulo, visa-se demonstrar a representação proposta para o efeito capacitivo shunt das linhas de distribuição, que permite avaliar quão relevante é essa capacitância para os resultados dos valores de tensões das barras.

Considera-se para esse fim o sistema de 5 barras, já mostrado anteriormente, mas aqui não ocultando-se as informações do efeito capacitivo.

Portanto o leitor já conhece as matrizes características desse sistema. O encargo desse subcapítulo é mostrar como fica a inserção das capacitâncias shunt nessas matrizes. Pode-se ver o sistema com as impedâncias shunt representadas na FIGURA 12.

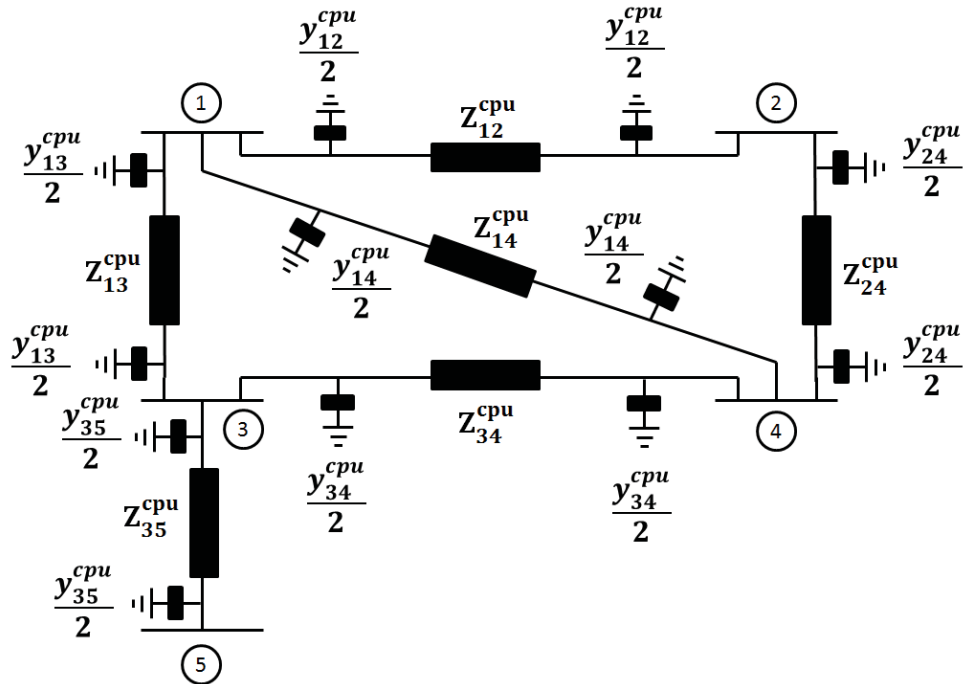
FIGURA 12 - SISTEMA PRÉVIO COM ADMITÂNCIAS SHUNT.



FONTE: O Autor (2018).

Quando se aplica a normalização complexa das impedâncias série das linhas de distribuição, deve-se também normalizar as impedâncias shunt. A FIGURA 13 sintetiza o que foi salientado nesse parágrafo:

FIGURA 13 - SISTEMA PRÉVIO APÓS NORMALIZAÇÃO COMPLEXA.

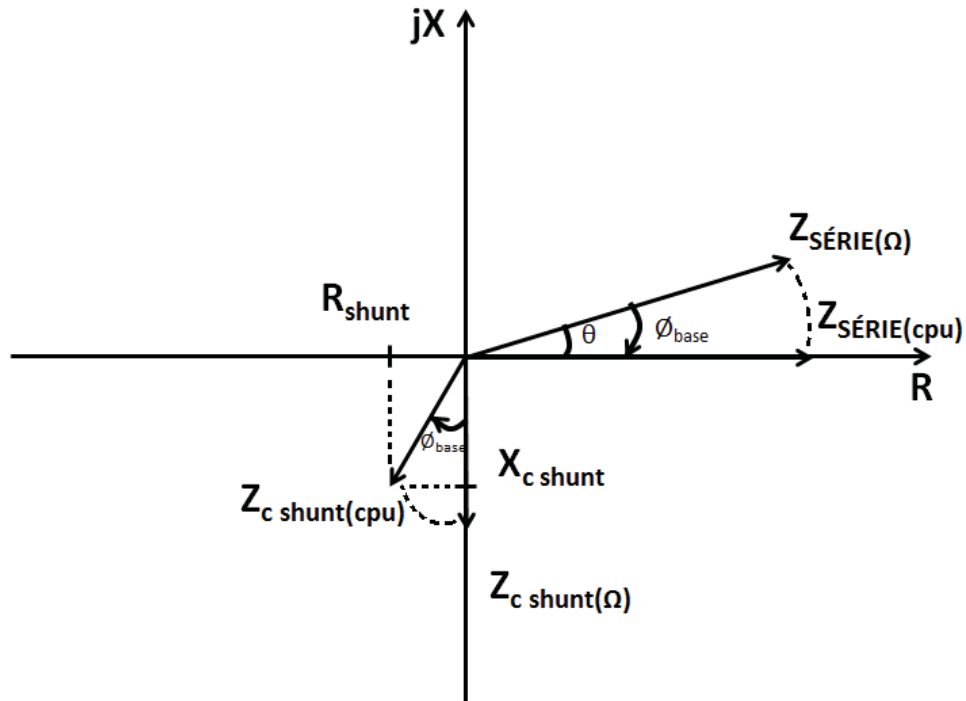


FONTE: O Autor (2018).

Quando se normalizam as impedâncias das linhas de distribuição, se obtém os benefícios da simplificação da rede para se aplicar o método proposto nesse

trabalho, que também deve ser estendido às capacitâncias shunt das linhas de distribuição. Tal efeito pode ser visto graficamente na FIGURA 14:

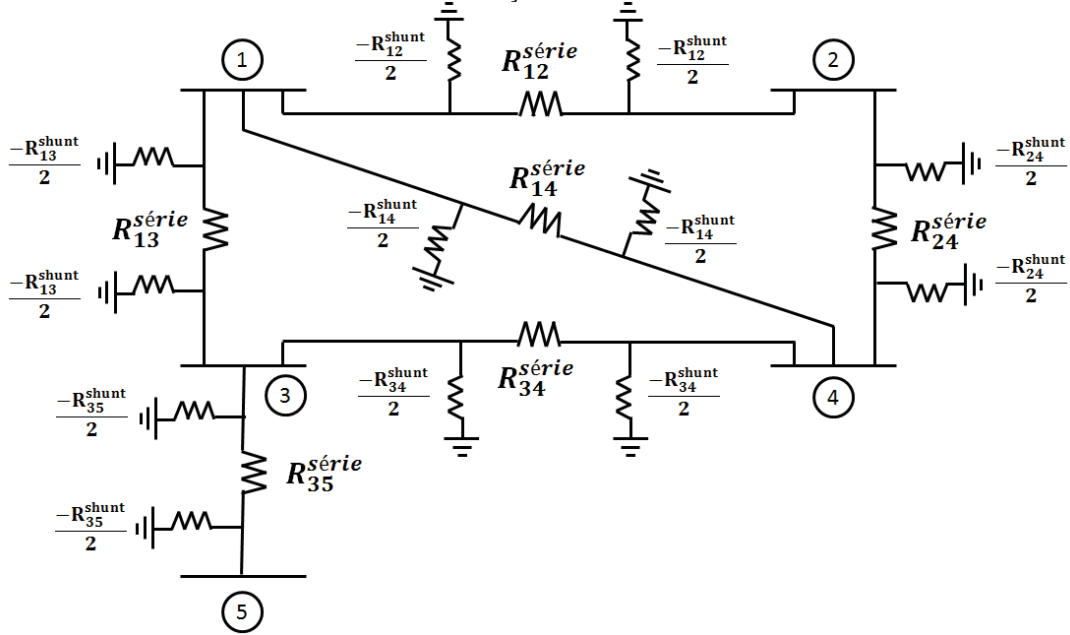
FIGURA 14 - NORMALIZAÇÃO COMPLEXA DAS IMPEDÂNCIAS DAS LINHAS.



FONTE: O Autor (2018).

No mesmo sentido do que foi feito anteriormente para os elementos série, despreza-se as partes imaginárias das impedâncias shunt, e representa-se apenas suas parcelas resistivas. A consequência disso é uma versão puramente resistiva dos parâmetros do sistema, como podemos ver na FIGURA 15.

FIGURA 15 - SISTEMA APÓS SIMPLIFICAÇÕES E COM ADMITÂNCIAS SHUNT APÓS NORMALIZAÇÃO COMPLEXA.



FONTE: O Autor (2018).

Como passa-se a considerar as impedâncias shunt, deve-se representar as condutâncias shunt na matriz G (51) definida no subcapítulo 4.3. Como utilizaremos o modelo Pi de representação da susceptâncias, seus valores se apresentarão na matriz divididos por 2. Assim, a matriz G fica da seguinte forma:

$$G = \begin{bmatrix} -\left(G_{11} - \frac{g_{12}^{sh}}{2} - \frac{g_{13}^{sh}}{2} - \frac{g_{14}^{sh}}{2}\right) & G_{12} & G_{13} & G_{14} & 0 \\ G_{12} & -\left(G_{22} - \frac{g_{12}^{sh}}{2} - \frac{g_{24}^{sh}}{2}\right) & 0 & G_{24} & 0 \\ G_{13} & 0 & -\left(G_{33} - \frac{g_{13}^{sh}}{2} - \frac{g_{34}^{sh}}{2} - \frac{g_{35}^{sh}}{2}\right) & G_{34} & G_{35} \\ G_{14} & G_{24} & G_{34} & -\left(G_{44} - \frac{g_{14}^{sh}}{2} - \frac{g_{24}^{sh}}{2} - \frac{g_{34}^{sh}}{2}\right) & 0 \\ 0 & 0 & G_{35} & 0 & -\left(G_{55} - \frac{g_{35}^{sh}}{2}\right) \end{bmatrix} \quad (51)$$

Que, por sua vez pode ser reescrita da seguinte forma (52):

$$G = \begin{bmatrix} -\left(G_{11} - \frac{G_{11}^{sh}}{2}\right) & G_{12} & G_{13} & G_{14} & 0 \\ G_{12} & -\left(G_{22} - \frac{G_{22}^{sh}}{2}\right) & 0 & G_{24} & 0 \\ G_{13} & 0 & -\left(G_{33} - \frac{G_{33}^{sh}}{2}\right) & G_{34} & G_{35} \\ G_{14} & G_{24} & G_{34} & -\left(G_{44} - \frac{G_{44}^{sh}}{2}\right) & 0 \\ 0 & 0 & G_{35} & 0 & -\left(G_{55} - \frac{G_{55}^{sh}}{2}\right) \end{bmatrix} \quad (52)$$

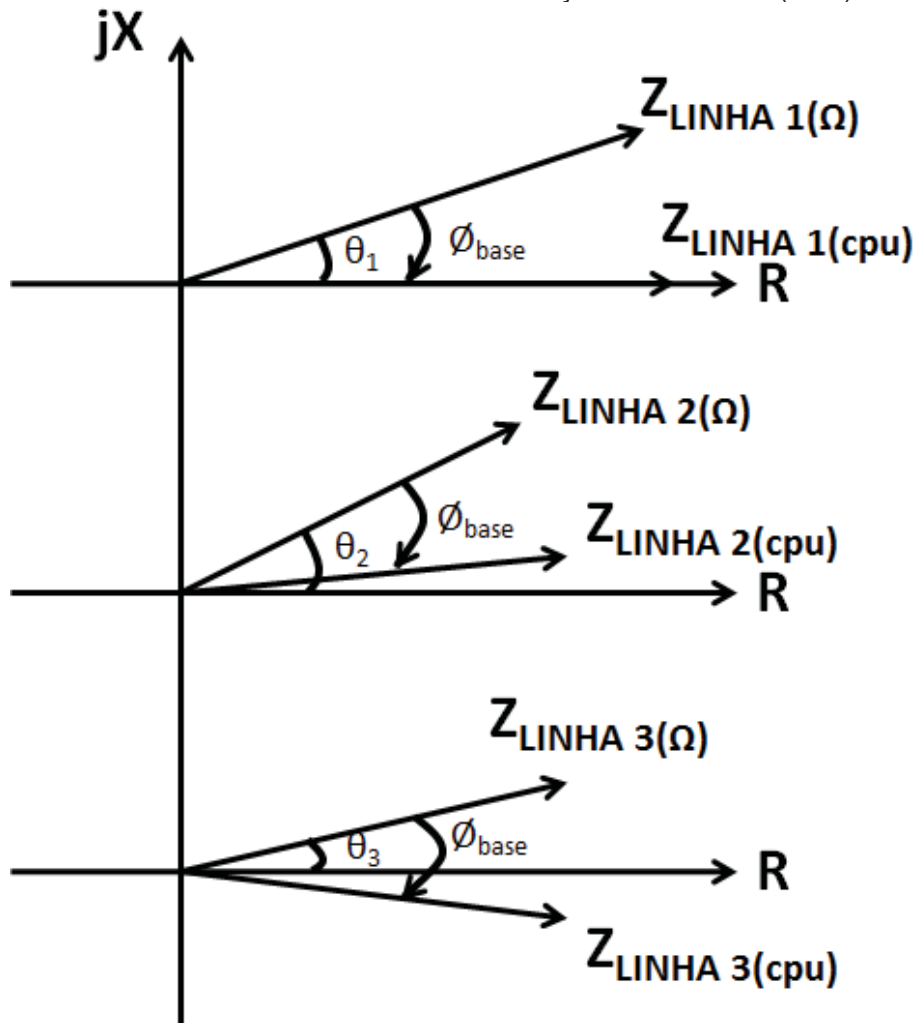
Para não sobrecarregar esse documento com informações repetidas, não serão dispostas as matrizes G' e G'' com a representação do efeito shunt. O leitor pode facilmente obter essas matrizes seguindo o mesmo algoritmo que foi explanado no subcapítulo 4.3.

4.3 DETERMINAÇÃO DO ÂNGULO BASE IDEAL

A principal diferença entre o sistema por unidade e a normalização complexa, é que essa faz uso de um ângulo para a potência base (θ_{base}), além do módulo, como apresentado na seção 3.2. Esse capítulo visa explicar a estratégia levantada para se obter um bom ângulo base e logo depois validar essa estratégia por meios de simulações e confrontamentos de resultados.

A metodologia proposta para obtenção de um bom ângulo base é crucial para obtenção de resultados precisos no levantamento dos perfis de tensão das barras. É necessário salientar aqui que não existe ângulo perfeito e isso se deve ao fato de que cada linha de distribuição pode apresentar uma determinada relação R/X e, à medida que temos sistemas com muitas linhas, pode-se ter grandes variações dessa relação.

Uma rotação perfeita das impedâncias seria aquela que consegue deixar o sistema totalmente resistivo. Como esse ângulo base é o mesmo para todas as impedâncias, não será possível manipular todas as impedâncias de forma perfeita. Em outras palavras, não é possível rotacionar todas as impedâncias para o eixo resistivo, como pode-se ver na FIGURA 16. Nesse caso, devemos fazer o possível para deixá-las o mais próximo do eixo resistivo para obter o resultado mais preciso possível.

FIGURA 16 - TRÊS POSSÍVEIS SITUAÇÕES DE $Z_{\text{LINHA}}(\text{CPU})$.

FONTE: O Autor (2018).

A FIGURA 16 exemplifica três possíveis situações de R/X , ou de aberturas angulares θ_1 , θ_2 e θ_3 após a normalização complexa. Na primeira situação, foi possível rotacionar a impedância Z_{LINHA1} exatamente sobre o eixo R. Essa situação é a ideal, porém não garantida para todas as linhas.

Na segunda e terceira situação rotaciona-se o Z_{LINHA} para uma posição mais próxima do eixo R do que a impedância estava originalmente. O sistema fica bastante resistivo, possibilitando a aplicação da técnica proposta, porém temos que considerar que há um pequeno erro.

Esse erro pode ser tão menor quanto melhor for a escolha do ϕ_{base} ideal. A escolha do ϕ_{base} ideal por si só constitui um problema. A discussão a seguir girará em torno da obtenção desse ϕ_{base} ideal.

Portanto, a escolha do ângulo de base pode ser guiada em função da relação original das linhas de distribuição, como apresentado em *Fast Decoupled*

Power Flow to Emerging Distribution Systems via Complex pu Normalization, de Tortelli *et al.* (2015). O primeiro passo da estratégia proposta é encontrar a razão máxima e a mínima do sistema de distribuição (53):

$$\gamma = \frac{\tan^{-1}\left(\frac{X}{R}\right)_{MAX} + \tan^{-1}\left(\frac{X}{R}\right)_{MIN}}{2} \quad (53)$$

Outra influência na determinação do ângulo de base é a fator de potência das cargas. Para contrabalançar o efeito de cargas de baixo fator de potência, uma correção adicional pode ser aplicada para o ângulo de base, fornecido por (54):

$$e = 1 - \frac{\sum_{i=1}^l \cos(\tan^{-1} \frac{Q_i}{P_i})}{l} \quad (54)$$

Então, o ângulo de base pode ser alcançado aplicando (53) e (54) do seguinte modo, a fim de se obter (55):

$$\phi_{base} = \gamma(1 - e) \quad (55)$$

A equação (52) leva a uma maneira simples, mas eficaz, de determinar um ângulo de base adequado à normalização da cpu.

Pequenos desvios na configuração (ou carregamento) da rede geralmente não produzem grandes impactos na base ângulo. Considerando isso, uma avaliação exaustiva do fluxo de potência da rede pode ser realizada uma vez, procurando o ângulo base que apresenta o melhor resultado.

Uma tabela comparativa entre os ângulos base obtidos a partir das equações acima e a partir da avaliação exaustiva está disposto no capítulo de resultados.

5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Esse capítulo se reserva a apresentação dos resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta e é dividido em duas subseções para melhor entendimento do leitor. A primeira subdivisão apresentará os resultados referentes ao capítulo 4, que visam consolidar as mesmas. Portanto a primeira subseção desse capítulo está relacionada com o capítulo 4.

Na segunda parte deste capítulo, apresenta-se os resultados que tratam da avaliação das tensões de barra de sistemas de distribuição obtidos através da presente proposta para diferentes cenários operativos.

5.1 VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

Como foi dito anteriormente, aqui serão apresentados os resultados com o intuito de provar a validade da metodologia proposta nesse trabalho.

5.1.1 Resultados Referentes À Normalização Complexa E Ao Fluxo De Potência Não-Iterativo

Esse subcapítulo expõe os resultados referentes a dois subcapítulos: 4.2 e 4.3. Não poderia ser diferente, uma vez que são tópicos relacionados. A normalização complexa, ou cpu, é o que proporciona ao autor a proposta do tratamento não-iterativo de sistemas de distribuição. Esse tratamento é inspirado no método linearizado para sistemas de transmissão.

Inicialmente são apresentados resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia proposta a um sistema de duas barras do sistema das FIGURA 6 E FIGURA 7 do subcapítulo 4.1. A impedância adotada para a linha de distribuição é de $z_{LT} = (0.05 + j0.05)$ pu, ou seja com uma relação $R/X = 1$. A tensão de referência definida para o gerador é de 1.05 pu.

A TABELA 1 apresenta os resultados obtidos para a magnitude de tensão na barra 2 (V_2) em função da magnitude e do fator de potência da carga (fp). Os resultados obtidos são comparados com os encontrados pelo método iterativo de

Newton-Raphson. Em função dos parâmetros da linha de distribuição, o ângulo da potência base adotado em todas as situações foi $\phi_{base} = -45^\circ$

TABELA 1 - COMPARAÇÃO ENTRE OS VALORES OBTIDOS COM O MÉTODO PROPOSTO E O MÉTODO N-R.

Carga (pu)	fp	V ₂ via N-R (pu)	V ₂ via método proposto (pu)	Erro (%)
0,5	1,00	1,02533	1,02562	0,028
	0,95	1,01891	1,01903	0,012
	0,85	1,01610	1,01613	0,003
	0,75	1,01524	1,01524	0,000
1,0	1,00	0,99874	1,00000	0,126
	0,95	0,98546	0,98599	0,054
	0,85	0,97960	0,97974	0,014
	0,75	0,97782	0,97783	0,001
1,5	1,00	0,96981	0,97291	0,320
	0,95	0,94904	0,95039	0,142
	0,85	0,93981	0,94017	0,038
	0,75	0,93700	0,93703	0,003

FONTE: O Autor (2018).

Como pode-se perceber pelos resultados apresentados na Tabela I, o método proposto atinge um elevado grau de precisão quando comparado com a solução encontrada pelo método iterativo. Mesmo em situações de mais alto carregamento que promovem desvios de tensão de quase 10% o erro ficou bem abaixo de 1%.

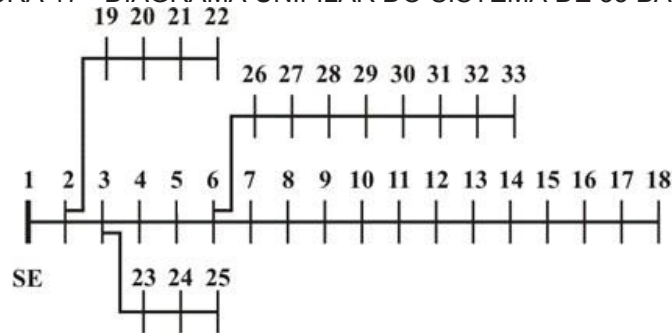
Para demonstrar o desempenho da proposta frente a redes de distribuição com maior diversidade de linhas e cargas, incluindo a presença de geração distribuída, foi utilizado o sistema teste de 33 barras (FIGURA 20), cujo diagrama unifilar é apresentado na FIGURA 17, em três cenários distintos.

i) Operação radial: configuração original

ii) Operação em malha: inclusão de 3 novas linhas de distribuição conectando as barras 22-26, 8-25 e 15-33.

iii) Operação em malha com geração distribuída: além da alteração anterior, inclusão de três GDs nas barras 5, 18 e 31, todas com a mesma potência de $0,2 + j0,1$ pu.

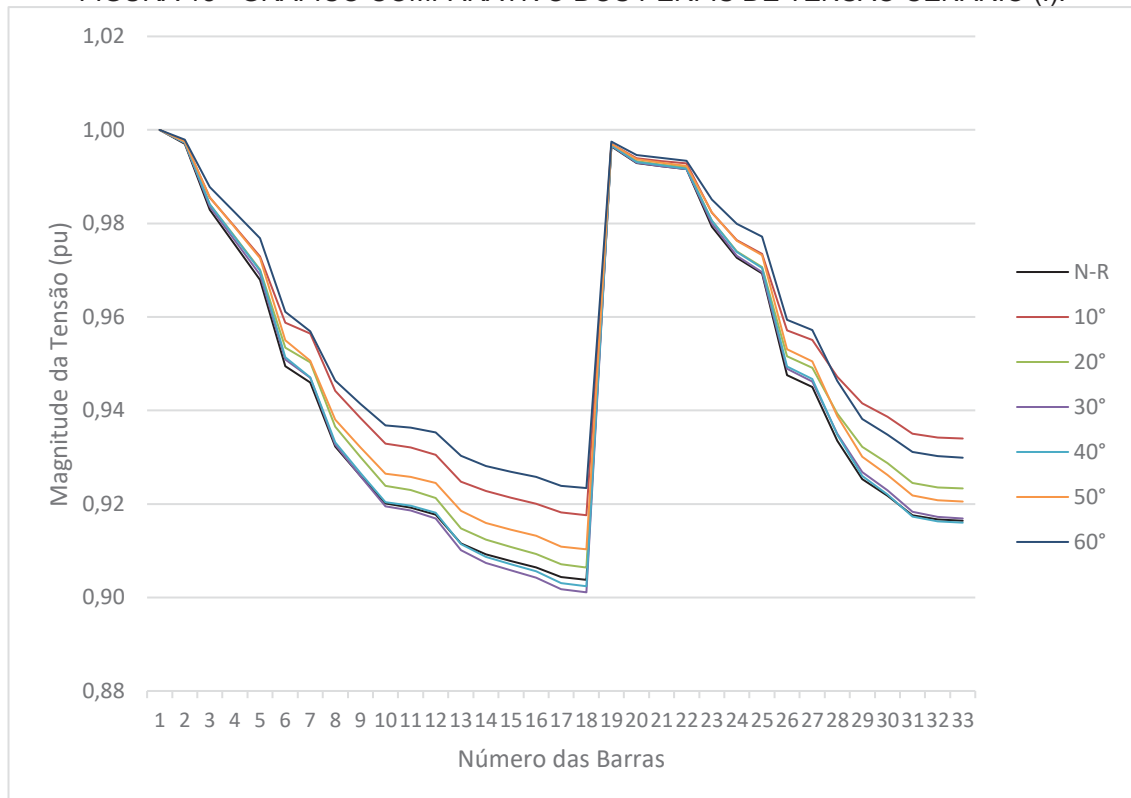
FIGURA 17 - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE 33 BARRAS.



FONTE: O autor (2018).

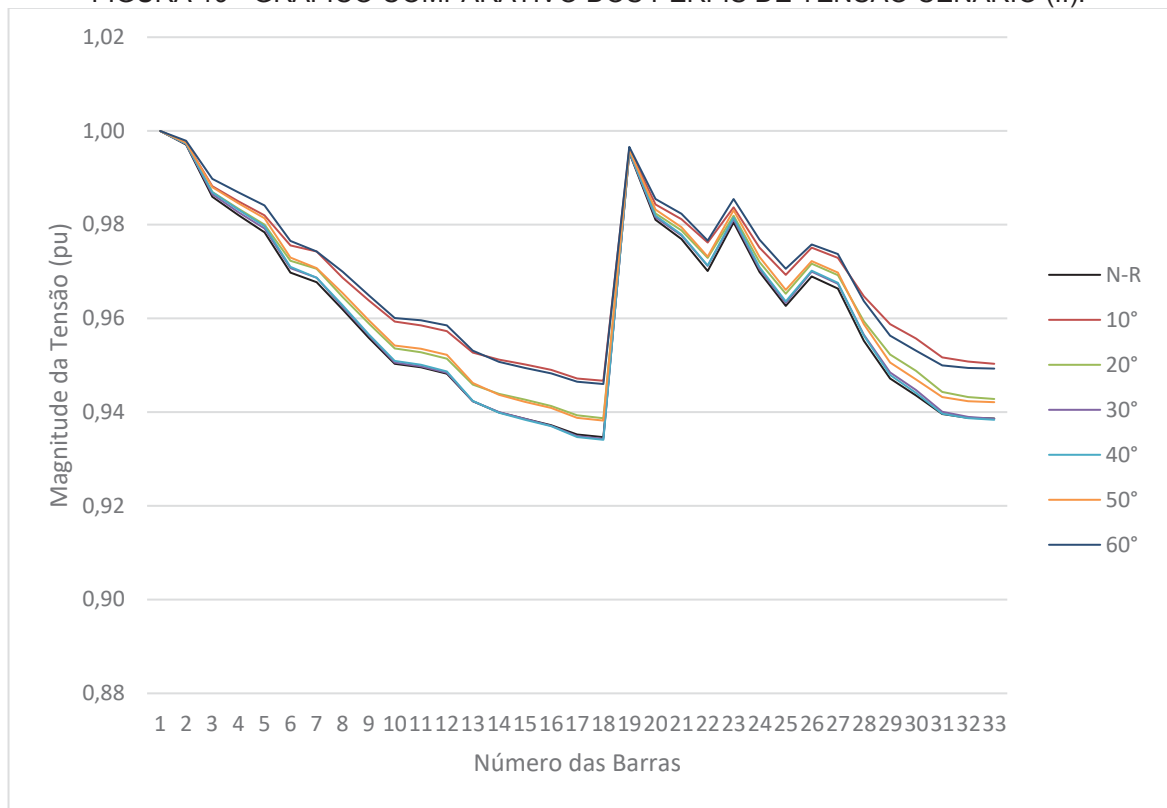
Os gráficos das FIGURAS 18, 19 e 20 apresentam o perfil de tensão obtido considerando diferentes ângulos de potência base (ϕ_{base}) comparados com o obtido com o método N-R.

FIGURA 18 - GRÁFICO COMPARATIVO DOS PERFIS DE TENSÃO CENÁRIO (I).



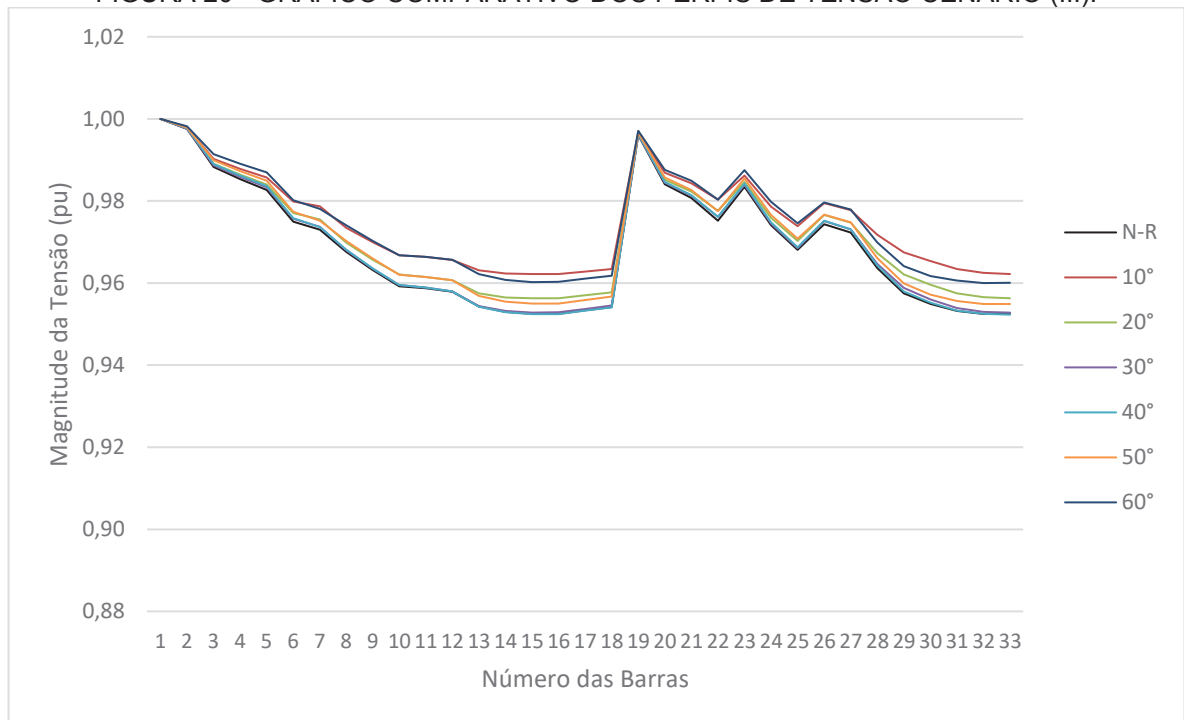
FONTE: O Autor (2018).

FIGURA 19 - GRÁFICO COMPARATIVO DOS PERFIS DE TENSÃO CENÁRIO (II).



FONTE: O Autor (2018).

FIGURA 20 - GRÁFICO COMPARATIVO DOS PERFIS DE TENSÃO CENÁRIO (III).



FONTE: O Autor (2018).

O levantamento das tensões de todas as barras foi feita pelo método proposto e pelo método referência (método iterativo), nos três cenários.

Fez-se a diferença em percentual entre o método proposto e o método de referência, e em seguida, anotou-se os maiores valores, ou seja, os maiores erros percentuais de cada cenário e para cada ângulo.

A TABELA 2 apresenta o resumo do que foi explicado no parágrafo anterior, ou seja, as maiores diferenças encontradas entre as magnitudes de tensão obtidas pelo método proposto e pelo método iterativo em cada cenário e para cada valor de \emptyset_{base} .

TABELA 2 - ERRO MÁXIMO PARA CADA CENÁRIO E ÂNGULO DE POTÊNCIA BASE.

\emptyset_{base}	Cenário		
	<i>i</i>	<i>ii</i>	<i>iii</i>
-10°	1,76%	1,21%	1,05%
-20°	0,69%	0,52%	0,47%
-30°	0,18%	0,13%	0,13%
-40°	0,19%	0,13%	0,09%
-50°	0,70%	0,40%	0,28%
-60°	1,96%	1,13%	0,79%

Fonte: O Autor (2018).

Esses resultados comprovam a excelente precisão na determinação das magnitudes das tensões nodais de sistemas de distribuição nas mais diversas configurações, consolidando as metodologias propostas nos subcapítulos 4.2 e 4.3.

Uma vez que a normalização complexa está devidamente explanada e validada, podemos passar para uma minúcia do método, a determinação do ângulo base, que será discutido mais adiante.

5.1.2 Resultados Referentes Ao Tratamento Das Capacitâncias Shunt Das Linhas De Distribuição

Esse subcapítulo destina-se à apresentação dos resultados referentes à metodologia proposta no subcapítulo 4.2 que trata do modelo matemático das capacitâncias shunt das linhas de distribuição.

Para efeito de simplificação, fica convencionado que o nome da rotina implementada no MATLAB® referente ao trabalho proposto é Proteus.

A Tabela 3 apresenta os valores de tensão obtidos por simulações via método Newton-Raphson, e as tensões obtidas via Proteus com e sem a consideração do efeito shunt das linhas do sistema teste de 5 barras (FIGURA 14).

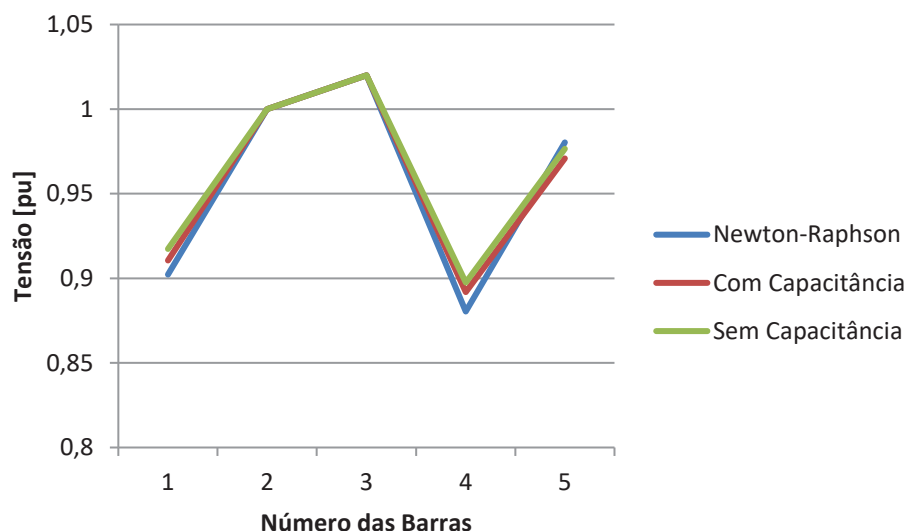
TABELA 3 - ERRO MÁXIMO PARA CADA CENÁRIO E ÂNGULO DE POTÊNCIA BASE.

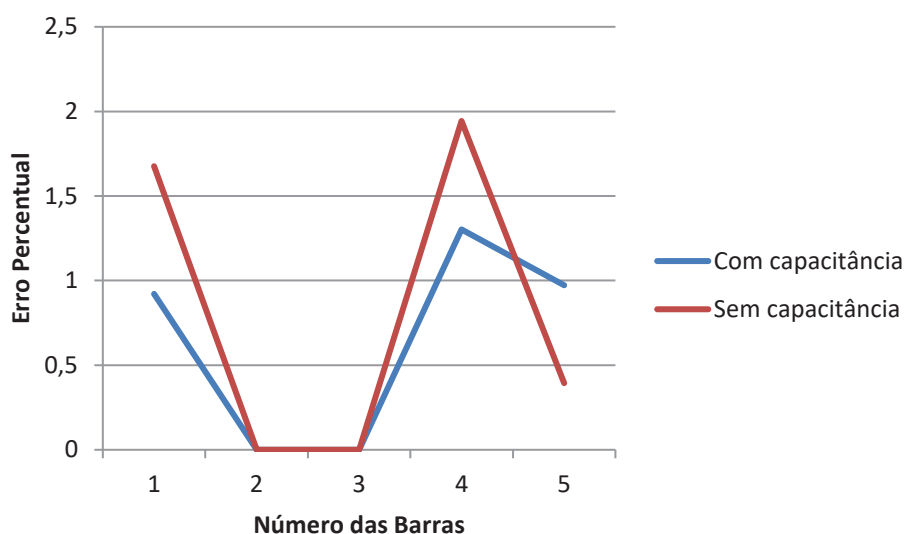
Barra	Tensão via N-R	Tensão com bshunt	Erro com bshunt (%)	Tensão sem bshunt	Erro sem bshunt (%)
1	0,9022	0,9105	-0,919973398	0,9173	-1,673686544
2	1	1	0	1	0
3	1,02	1.02	0	1,02	0
4	0,8804	0,8918	-1,29486597	0,8975	-1,942298955
5	0,9804	0,9708	0,979192166	0,9765	0,397796818

Fonte: O Autor (2018).

Pode-se ver os resultados da TABELA 3 na forma gráfica nas FIGURAS 22 A) e B). Na FIGURA 22 A) vemos os valores de tensão em pu dos três métodos supracitados. Na Figura 22 B) temos a diferença percentual entre o método de referência e os métodos propostos.

FIGURA 21 - a) VALOR DA TENSÃO POR BARRA E B) ERRO PERCENTUAL POR BARRA





FONTE: O Autor (2018).

As barras 2 e 3 são barras de tensão especificadas, portanto não apresentam variação nos resultados. Os valores das tensões das barras 1, 4 e 5 são obtidos pelo programa, e essas barras serão alvo dos comentários.

Pode-se perceber que apenas a barra 5 apresenta menor erro se não considerarmos a capacitância shunt. As barras 1 e 4 apresentam melhores resultados se considerarmos as capacitâncias shunt.

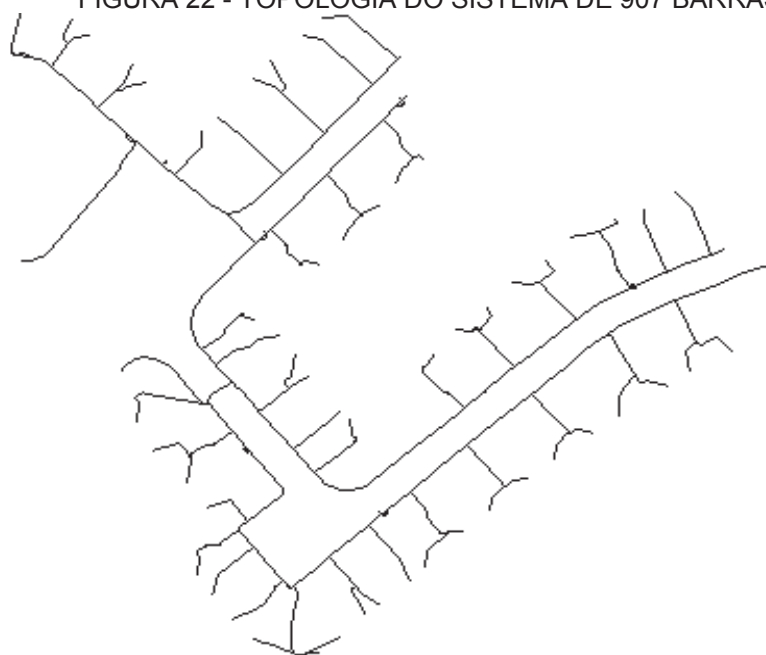
Dessa forma, podemos concluir que para esse caso especificamente, os resultados não seriam grandemente prejudicados caso o operador optasse por não incluir as capacitâncias shunt. Por outro lado, se o sistema apresentar valores mais significativos de capacitância shunt, essa metodologia é capaz de tratá-la.

5.1.3 Resultados Referentes À Determinação Do Ângulo Base Ideal

Esse subcapítulo destina-se à apresentação dos resultados referentes à metodologia proposta no subcapítulo 4.1. Para validação do método explanado no subcapítulo referente, foi usado um sistema-teste de 907 barras, como especificado abaixo, que apresenta a seguinte topologia (FIGURA 23).

O autor desse trabalho criará cenários com o propósito de consolidar essa metodologia na maior variedade de tipos de sistemas, tanto quanto de carregamentos desses mesmos cenários. Esses cenários serão expostos logo a diante.

FIGURA 22 - TOPOLOGIA DO SISTEMA DE 907 BARRAS.



FONTE: IEEE PES Distribution Systems Analysis Subcommittee Radial Test Feeders.

Para comparação de resultados, foi usado como referência o método de Newton-Raphson, rodado no programa MATLAB®. A carga foi alterada por meio de um Fator Multiplicativo (FM), ou seja, as cargas foram multiplicadas por diferentes valores de FM. Foram gerados cinco cenários que serão usados tanto para os subcapítulos 5.1.3.1 quanto 5.1.3.2. São eles:

- i) Fator Multiplicativo = 1 (original);
- ii) Fator Multiplicativo = 1,5;
- iii) Fator Multiplicativo = 2;
- iv) Fator Multiplicativo = 3;
- v) Fator Multiplicativo = 4;

A premissa aqui é de garantir que o ângulo base ideal não varie muito, mesmo com grandes variações de cenários de carga. E para cada um desses cenários de carga, foi excursionado o ângulo até que se obtenha um ângulo onde a precisão é máxima. A partir desse ângulo, a precisão volta a decrescer. Esse será o nosso ângulo ideal.

Partindo-se da ideia de que esse ângulo é pequeno, foram feitas dois tipos de excursão com o ângulo. Uma fina (de -10° a -24°) com intervalos de 2° , para se

verificar em torno de qual valor esse ângulo está e, logo em seguida, variar de maneira extra-fina (de -19° a -21°) com intervalos menores de 0.5° , em torno desse mesmo ângulo para se refinar o resultado. Para melhor entendimento, dividiremos essas duas excursões em dois subcapítulos.

5.1.3.1 Determinação do Ângulo Base

O ângulo ideal é uma característica intrínseca e inerente ao sistema. Apenas uma variação na topologia pode alterar grandemente o ângulo. Por isso a formulação apresentada no subcapítulo 4.3 se mostra como um grande facilitador para o operador do sistema.

Como o sistema a seguir é de grande porte, a forma de analisar esses dados é utilizando a média aritmética simples. Dessa forma, nos gráficos a seguir serão colocadas as médias dos erros percentuais para cada um dos ângulos testados no eixo horizontal e seus respectivos valores numéricos no eixo vertical.

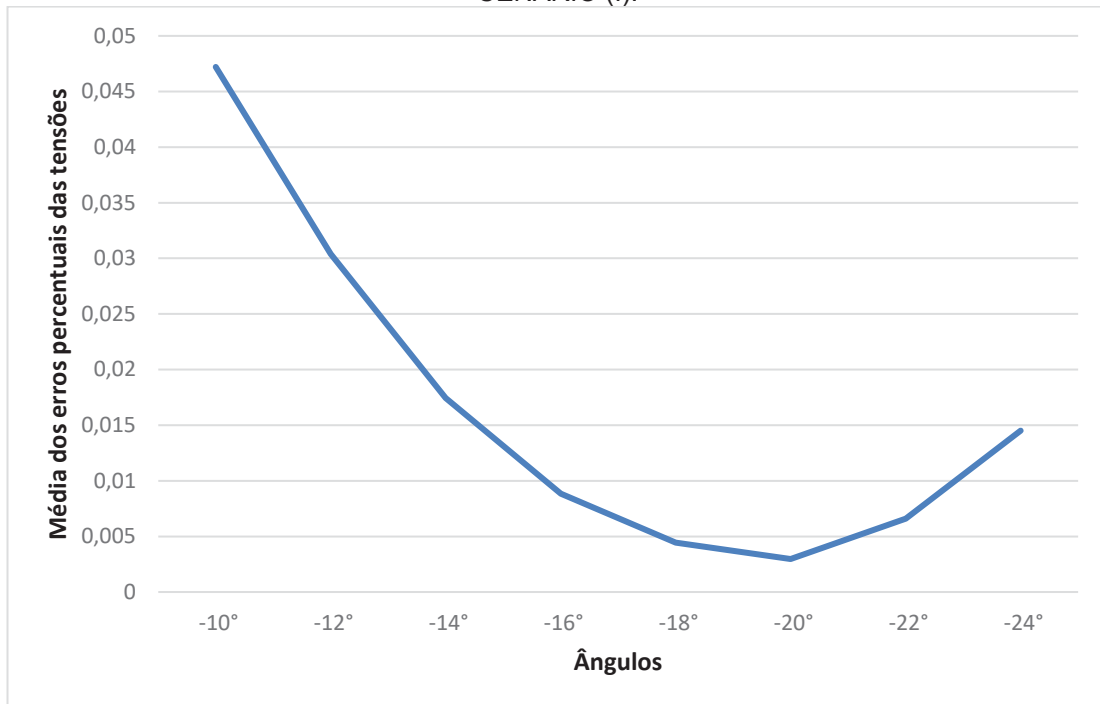
O cálculo do erro percentual da tensão foi feito para cada uma das 907 barras do sistema e para cada um dos 5 cenários descritos acima. A média desses erros percentuais é apresentado na forma gráfica, para cada ângulo escolhido acima. A variação fina do ângulo vai nos indicar onde se encontra esse ângulo ideal.

O gráfico da FIGURA 24 é referente à média dos erros percentuais das tensões do cenário (i), onde o fator de carga é igual a 1 (sistema original).

A seguir serão apresentados os gráficos feitos pelo autor com o intuito de excursionar sobre valores de ângulos para encontrar qual é o ângulo base ideal, e então confrontar com os resultados obtidos pela equação (52). O confrontamento desses resultados serão exibidos na TABELA 9.

Fez-se a diferença em percentual entre o método proposto e o método de referência, e em seguida, anotou-se os maiores e menores valores, ou seja, os maiores e menores erros percentuais de cada cenário e para cada ângulo. Além disso, fez-se uma média percentual dos erros.

FIGURA 23 - MÉDIA DOS ERROS PERCENTUAIS DAS TENSÕES PELOS ÂNGULOS DO CENÁRIO (I).



FONTE: O Autor (2018).

A TABELA 4 é referente ao cenário (i) supracitado. Essa tabela apresenta informações adicionais ao que foi exposto na FIGURA 24 e faz um resumo numérico da informação.

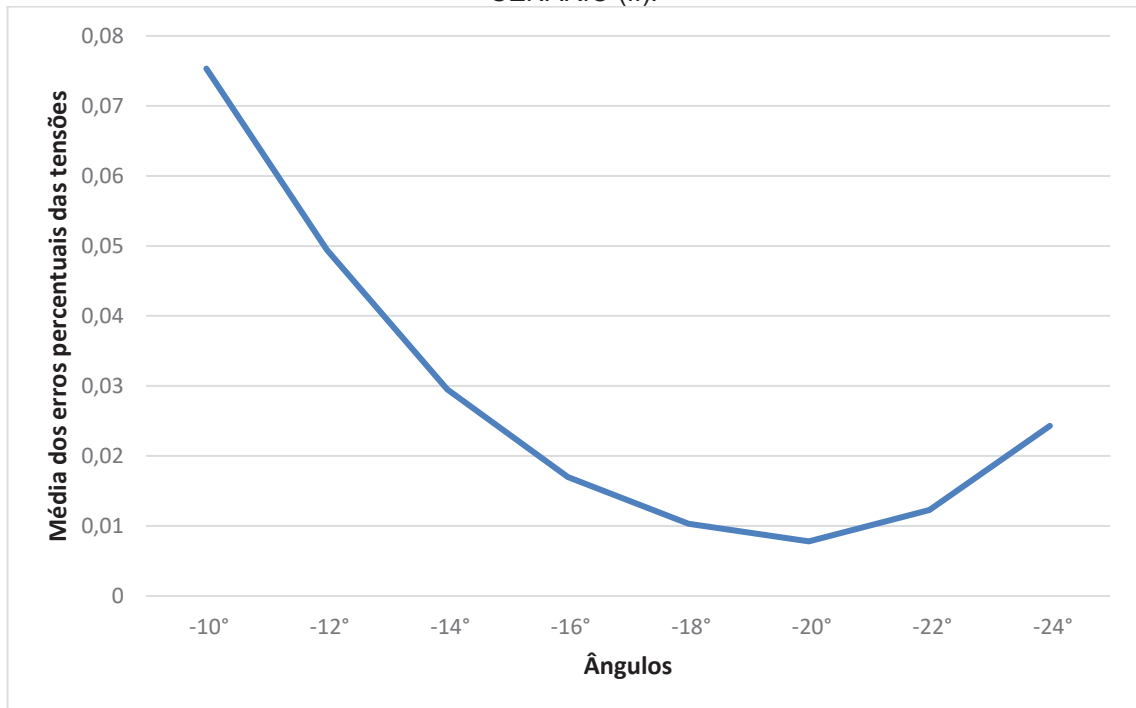
TABELA 4 - ERRO MÉDIO, MÁXIMO E MÍNIMO DO CENÁRIO (i).

Ângulo	Média (%)	Máximo (%)	Mínimo (%)
-10°	0,04700	0,05000	0,03500
-12°	0,03038	0,036737	0,015722
-14°	0,01743	0,02582	0,00225
-16°	0,00885	0,016448	0,000184
-18°	0,00444	0,009347	3,02E-05
-20°	0,00297	0,00677	5,98E-06
-22°	0,00661	0,01602	0,000384
-24°	0,01452	0,024885	0,001012

Fonte: O Autor (2018).

O gráfico da FIGURA 25 é referente à média dos erros percentuais das tensões do cenário (ii), onde o fator de carga é igual a 1,5.

FIGURA 24 - MÉDIA DOS ERROS PERCENTUAIS DAS TENSÕES PELOS ÂNGULOS DO CENÁRIO (II).



FONTE: O Autor (2018).

A TABELA 5 é referente ao cenário (ii) supracitado. Essa tabela apresenta informações adicionais ao que foi exposto na FIGURA 25 e faz um resumo numérico da informação.

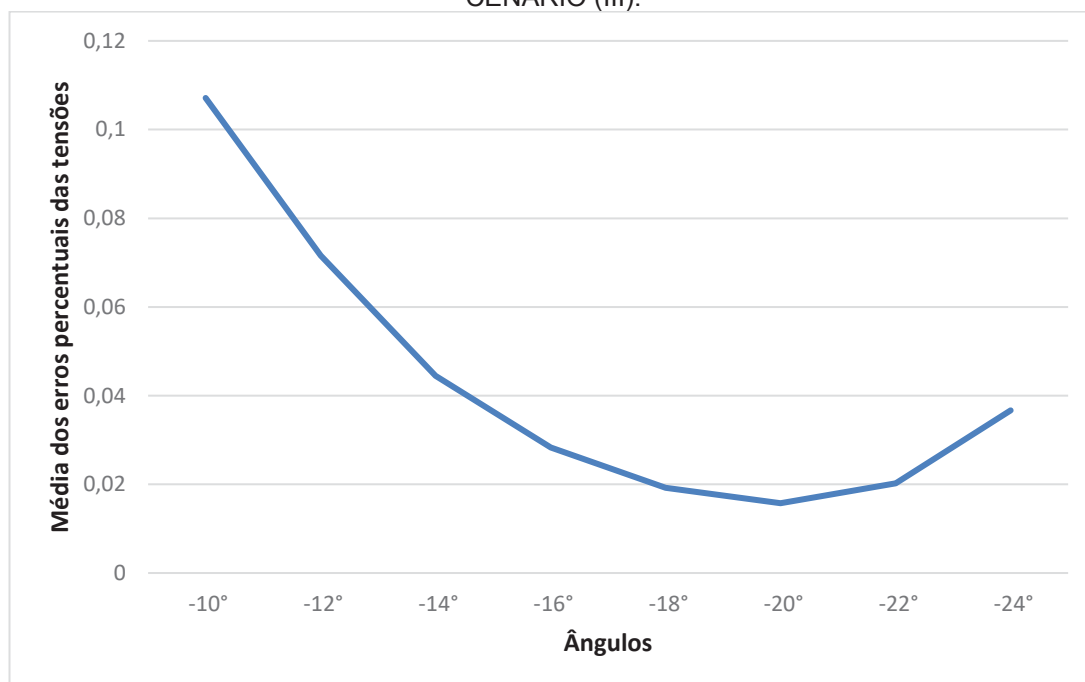
TABELA 5 - ERRO MÉDIO, MÁXIMO E MÍNIMO DO CENÁRIO (ii).

Ângulo	Média (%)	Máximo (%)	Mínimo (%)
-10°	0,075327	0,082918	0,048817
-12°	0,049415	0,062689	0,018803
-14°	0,029493	0,04591	0,000292
-16°	0,017007	0,031951	0,000589
-18°	0,010319	0,021563	9,81E-05
-20°	0,007805	0,016327	3,71E-06
-22°	0,012299	0,022584	0,001974
-24°	0,024313	0,035909	0,000602

Fonte: O Autor (2018).

O gráfico da FIGURA 26 é referente à média dos erros percentuais das tensões do cenário (iii), onde o fator de carga é igual a 2.

FIGURA 25 - MÉDIA DOS ERROS PERCENTUAIS DAS TENSÕES PELOS ÂNGULOS DO CENÁRIO (III).



FONTE: O Autor (2018).

A TABELA 6 é referente ao cenário (iii) supracitado. Essa tabela apresenta informações adicionais ao que foi exposto na FIGURA 26 e faz um resumo numérico da informação.

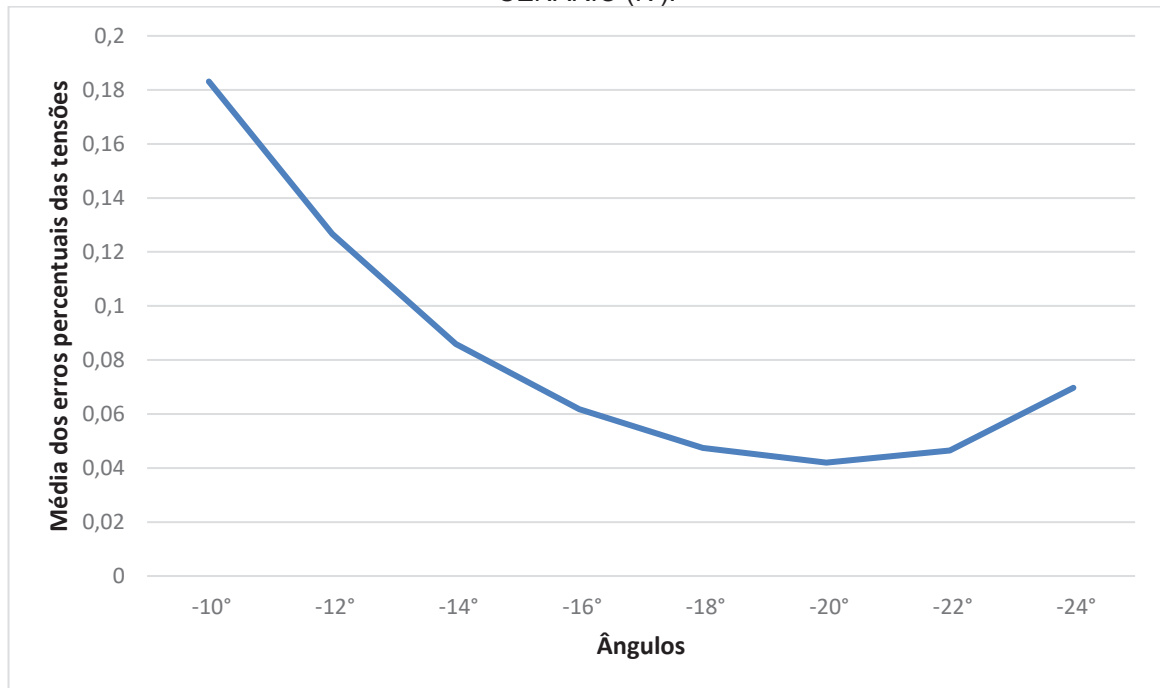
TABELA 6 - ERRO MÉDIO, MÁXIMO E MÍNIMO DO CENÁRIO (III).

Ângulo	Média (%)	Máximo (%)	Mínimo (%)
-10°	0,107125	0,122738	0,059743
-12°	0,071621	0,09497	0,018123
-14°	0,044502	0,072008	0,000615
-16°	0,028274	0,053378	0,00025
-18°	0,019191	0,03969	0,000286
-20°	0,015744	0,032272	1,67E-05
-22°	0,020219	0,033832	3,01E-05
-24°	0,036649	0,045882	0,004907

FONTE: O Autor (2018).

O gráfico da FIGURA 27 é referente à média dos erros percentuais das tensões do cenário (iv), onde o fator de carga é igual a 3.

FIGURA 26 - MÉDIA DOS ERROS PERCENTUAIS DAS TENSÕES PELOS ÂNGULOS DO CENÁRIO (IV).



FONTE: O Autor (2018).

A TABELA 7 é referente ao cenário (iv) supracitado. Essa tabela apresenta informações adicionais ao que foi exposto na FIGURA 27 e faz um resumo numérico da informação.

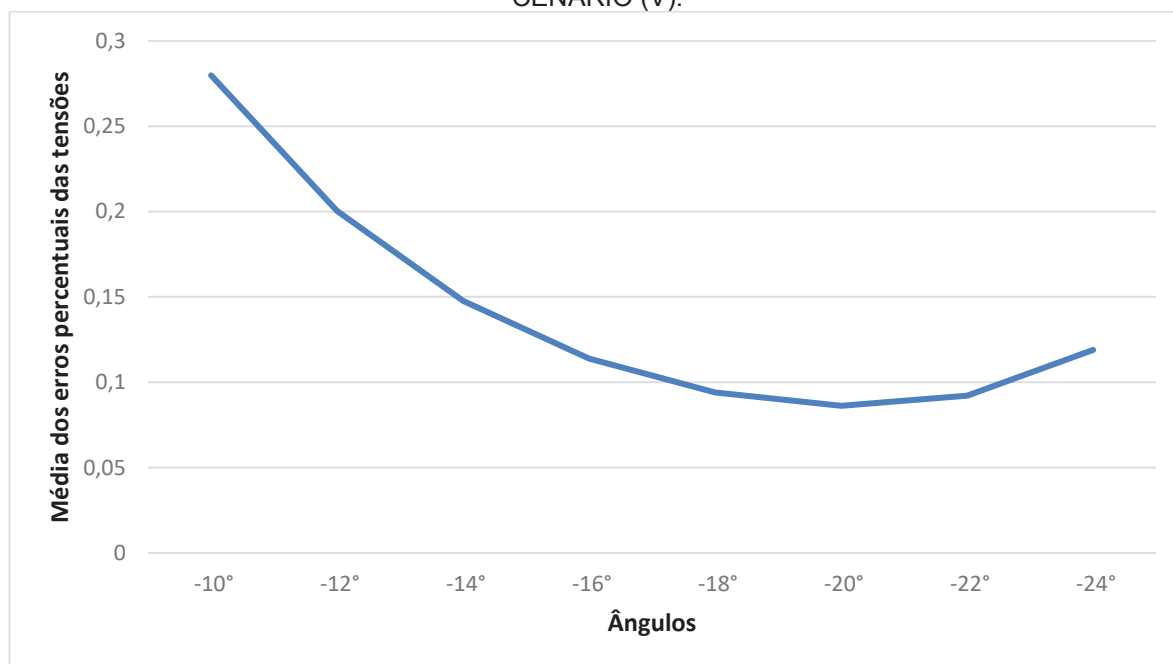
TABELA 7 - ERRO MÉDIO, MÁXIMO E MÍNIMO DO CENÁRIO (iv).

Ângulo	Média (%)	Máximo (%)	Mínimo (%)
-10°	0,18310	0,225059	0,06910
-12°	0,126674	0,181662	0,001164
-14°	0,085954	0,145872	4,83E-05
-16°	0,06174	0,117301	0,003055
-18°	0,047475	0,096335	8,6E-07
-20°	0,041992	0,084617	0,000237
-22°	0,046485	0,084668	2,03E-05
-24°	0,069738	0,099793	0,005082

Fonte: O Autor (2018).

O gráfico da FIGURA 28 é referente à média dos erros percentuais das tensões do cenário (v), onde o fator de carga é igual a 4.

FIGURA 27 - MÉDIA DOS ERROS PERCENTUAIS DAS TENSÕES PELOS ÂNGULOS DO CENÁRIO (V).



FONTE: O Autor (2018).

A TABELA 8 é referente ao cenário (v) supracitado. Essa tabela apresenta informações adicionais ao que foi exposto na FIGURA 28 e faz um resumo numérico da informação.

TABELA 8 - ERRO MÉDIO, MÁXIMO E MÍNIMO DO CENÁRIO (v).

Ângulo	Média (%)	Máximo (%)	Mínimo (%)
-10°	0,279807	0,364388	0,055217
-12°	0,20024	0,303898	0,004382
-14°	0,147614	0,254158	0,008961
-16°	0,113946	0,214891	0,004421
-18°	0,093964	0,186372	0,000102
-20°	0,08624	0,170351	5,14E-05
-22°	0,092138	0,169382	0,00361
-24°	0,119017	0,188094	0,000495

Fonte: O Autor (2018).

Pode-se perceber com os gráficos, que grandes variações de carga implicam em pequenas variações da média dos erros percentuais das tensões. No entanto não representam variação significativa no valor do ângulo ideal.

Podemos notar que, mesmo com grandes variações de carga, o ângulo ideal permanece o mesmo. Em todos os cenários o ângulo ideal está próximo de -20° . Portanto resolveu-se excursionar de maneira extra-fina em torno desse ângulo.

5.1.3.2 Determinação fina do ângulo base

A partir desse ponto, tem-se o conhecimento do valor onde o ângulo ideal está em torno. O intuito desse subcapítulo é refinar o resultado, para se ter um valor mais preciso do ângulo ideal, e assim, poder ter valores de tensão ainda mais precisos nos resultados finais do método.

Os resultados do subcapítulo 5.1.3.1 nos indicam o ângulo que devemos excursionar de maneira extra-fina em torno. Esse ângulo será -20° .

O gráfico da FIGURA 30 é referente à média dos erros percentuais das tensões do cenário (i), onde o fator de carga é igual a 1 (sistema original).

A TABELA 9 apresenta o erro médio percentual referente à todos os cenários. Essa tabela apresenta informações complementares aos gráficos do APÊNDICE 1.

TABELA 9 - ERRO MÉDIO PERCENTUAL REFERENTE À TODOS OS CENÁRIOS.

	-19°	-19.5°	-20°	-20.5°	-21°
Erro Médio (%) (i)	0.00332	0.002987	0.002966	0.003295	0.004128
Erro Médio (%) (ii)	0.008549	0.008042	0.007805	0.007986	0.008645
Erro Médio (%) (iii)	0.016749	0.016064	0.015744	0.015823	0.016437
Erro Médio (%) (iv)	0.043657	0.042533	0.041992	0.042077	0.0428
Erro Médio (%) (v)	0.088624	0.087059	0.087059	0.086267	0.087248

Fonte: O Autor (2018).

Para todos os cenários, o valor obtido para Φ_{base} a partir da equação (52) foi de $-20,290789^\circ$. A TABELA 10 apresenta um comparativo entre os ângulos obtidos via equação (52) e via análise, para todos os cenários.

TABELA 10 - COMPARATIVO DOS ÂNGULOS VIA EQUAÇÃO E ANÁLISE

	Ângulo obtido via equação	Ângulo obtido via análise
Cenário (i)	-20,290789°	-20°
Cenário (ii)	-20,290789°	-20°
Cenário (iii)	-20,290789°	-20°
Cenário (iv)	-20,290789°	-20°
Cenário (v)	-20,290789°	-20,5°

Fonte: O Autor (2018).

Podemos perceber que o ângulo obtido por meio da equação (52), quando confrontado com o ângulo obtido via análise, apresenta boa precisão. Portanto a proposta de buscar o ângulo por meio da equação se mostra como um grande facilitador para o operador do sistema.

5.2 PERFIS DE TENSÃO PARA SISTEMA DE GRANDE PORTE

Nesse subcapítulo serão apresentados os resultados obtidos com a aplicação do método proposto nesse trabalho para determinação do perfil de tensão do sistema de 907 barras, usado previamente no subcapítulo 5.1.3.

Serão propostos e testados diferentes cenários para se consolidar a validade da proposta desse trabalho tanto perante as mudanças topológicas desse sistema quanto perante as mudanças de cargas e geração.

Finalmente, após evidenciar as características de cada um dos cenários, os resultados referentes à cada um deles serão confrontados com o método de referência. Os resultados finais serão exibidos no subcapítulo 5.2.2.

5.2.1 Cenários Propostos

Nessa seção especifica-se os cenários gerados assim como o sistema usado para convalidar a proposta feita nesse trabalho. A proposta aqui é demonstrar que o método é eficiente e apresenta excelentes resultados mesmo em sistemas de grande porte, assim como, em sistemas de distribuição altamente malhados e com alta penetração de geração distribuída.

As simulações foram feitas usando-se o software MATLAB®.

O sistema teste utilizado foi o sistema europeu de 907 barras (*IEEE PES Distribution Systems Analysis Subcommittee Radial Test Feeders*). Originalmente esse sistema é essencialmente radial e não apresenta fontes de geração. Os cenários gerados adicionarão malhas e diferentes participações de geração distribuída.

Assim, além do sistema original, gerou-se mais cinco cenários para convalidar a proposta desse trabalho. Em todos esses cenários, foram confrontados os resultados da proposta com resultados obtidos por meio do método de fluxo de potência Newton-Raphson para fazer levantamento de precisão. Para todos esses cenários, usou-se a condição de carga mais pesada, onde o Fator de Carga é 4. Tais cenários são:

- i) Caso 907 Barras Original (radial)
- ii) Caso 907 Barras Malhado
- iii) Caso 907 Barras Malhado e com geração distribuída de 50% da carga
- iv) Caso 907 Barras Malhado e com geração distribuída de 70% da carga
- v) Caso 907 Barras Malhado e com geração distribuída de 110% da carga
- vi) Caso 907 Barras Malhado e com geração distribuída de 150% da carga

5.2.1.1 A Adição Das Malhas

Excetuando-se o cenário (i), todos apresentam as malhas que foram artificialmente adicionadas e que serão especificadas agora. Isso significa que, do cenário (iii) em diante, todos apresentam malha e geração distribuída. O cenário (ii) apresenta malhas mas não apresenta geração distribuída.

Foram adicionadas 3 novas linhas no sistema, escolhendo-se pontos estratégicos, onde eventualmente um operador o faria para melhorar o fluxo de potência. As 3 linhas adicionadas ficam entre as barras:

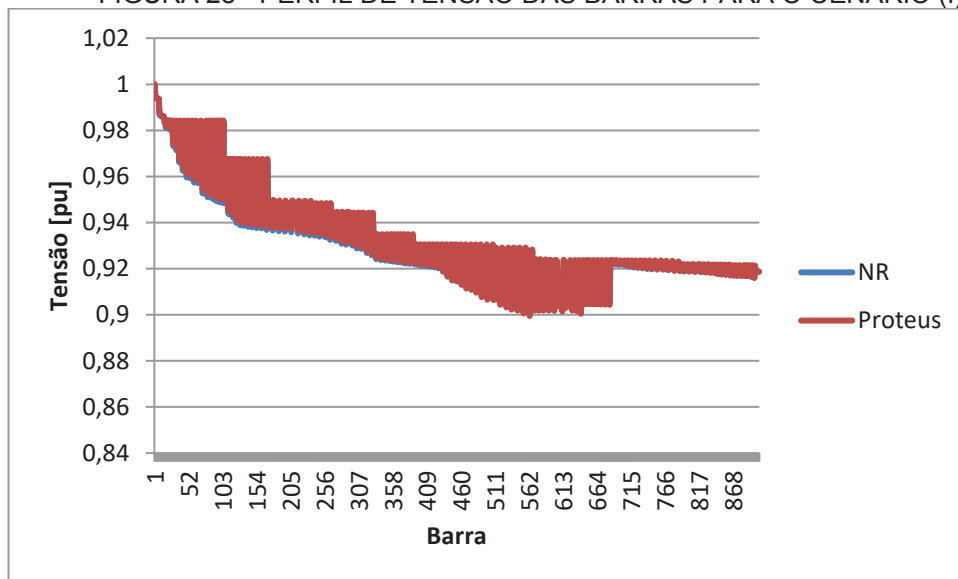
- 1) Barras 201 e 234;
- 2) Barras 617 e 881;
- 3) Barras 453 e 724.

Esses pontos são pontos extremos do sistema e melhorariam o sistema de um ponto de vista de facilitar o fluxo de potência nas linhas desse sistema.

5.2.2 – Resultados Dos Perfis de Tensão

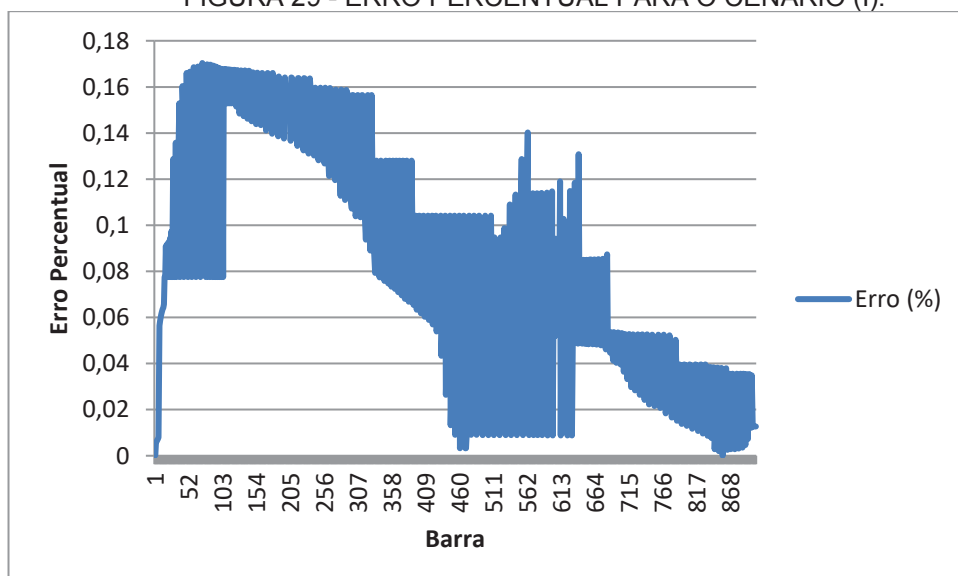
Os gráficos abaixo se referem ao cenário (i), onde a FIGURA 29 representa as Tensões das barras em pu obtidas via Newton-Raphson e Método Proposto (Proteus) e a FIGURA 30 representa o Erro em porcentagem dos valores das tensões das barras. As cargas foram multiplicadas por 4. A média dos erros percentuais para esse caso foi 0,086241% e a tensão média obtida pelo Proteus para o sistema foi 0,932313.

FIGURA 28 - PERFIL DE TENSÃO DAS BARRAS PARA O CENÁRIO (I).



FONTE: O Autor (2018).

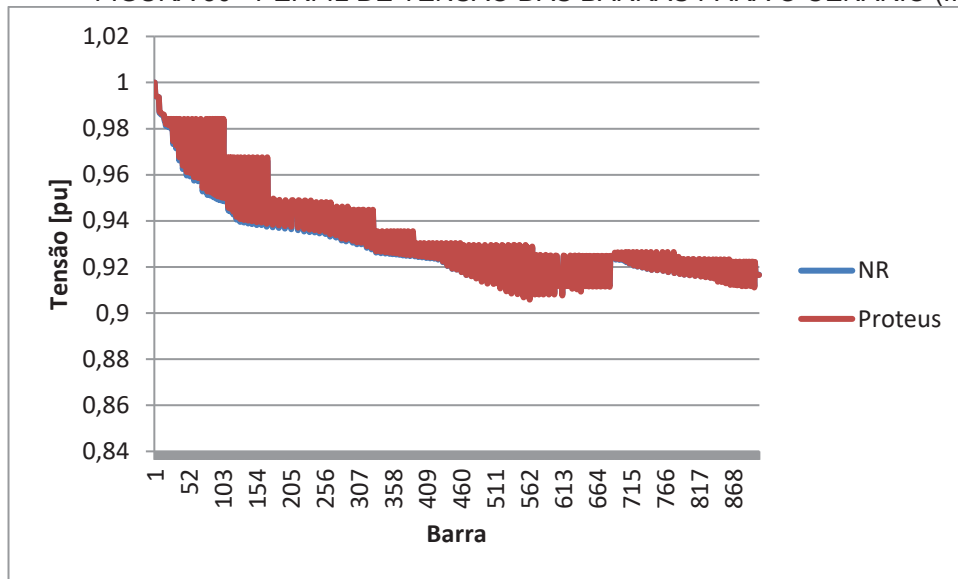
FIGURA 29 - ERRO PERCENTUAL PARA O CENÁRIO (I).



FONTE: O Autor (2018).

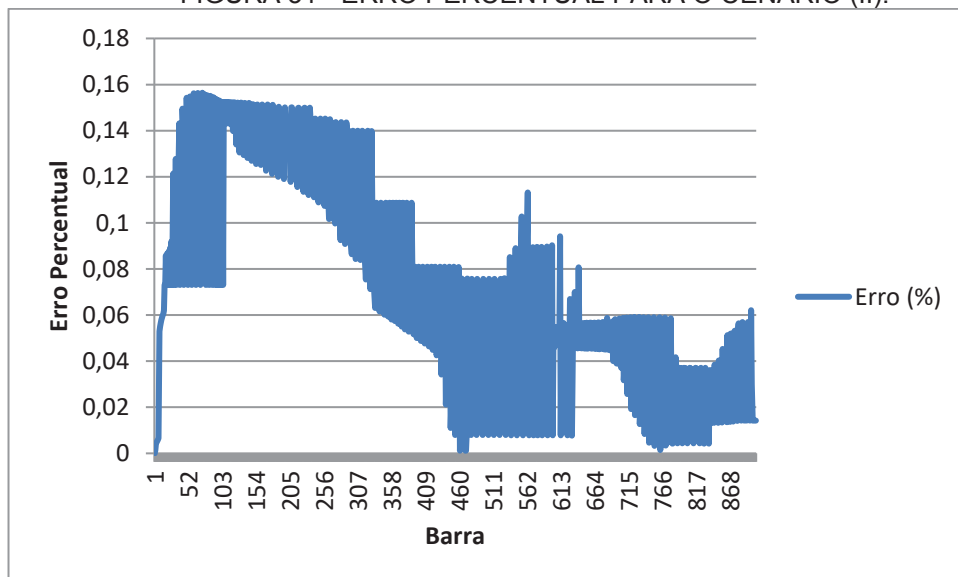
Os gráficos abaixo se referem ao cenário (ii), onde a FIGURA 31 representa as Tensões das barras em pu obtidas via Newton-Raphson e Método Proposto (Proteus) e a FIGURA 32 representa o Erro em porcentagem dos valores das tensões das barras. As cargas foram multiplicadas por 4. A média dos erros percentuais para esse caso foi 0,074768% e a tensão média obtida pelo Proteus para o sistema foi 0,933448.

FIGURA 30 - PERFIL DE TENSÃO DAS BARRAS PARA O CENÁRIO (II).



FONTE: O Autor (2018).

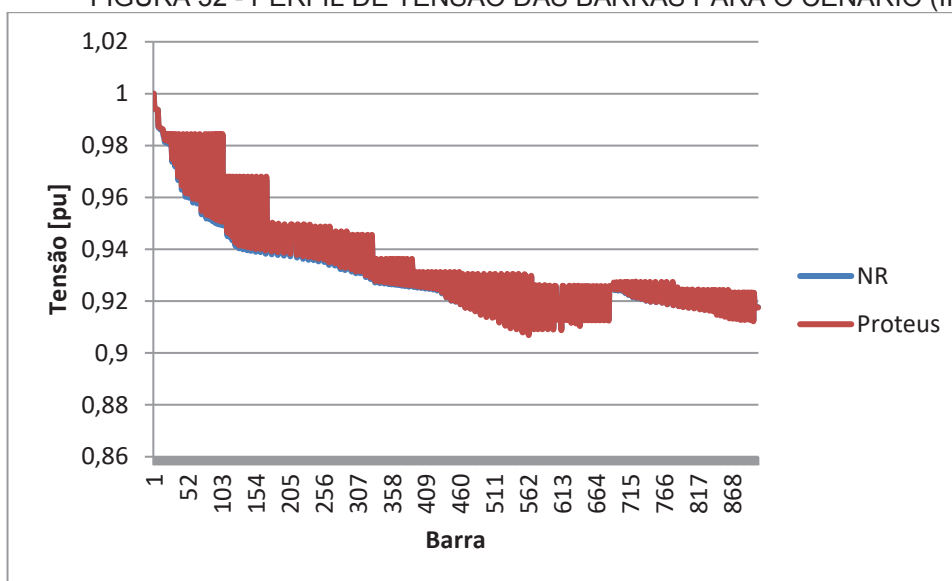
FIGURA 31 - ERRO PERCENTUAL PARA O CENÁRIO (II).



FONTE: O Autor (2018).

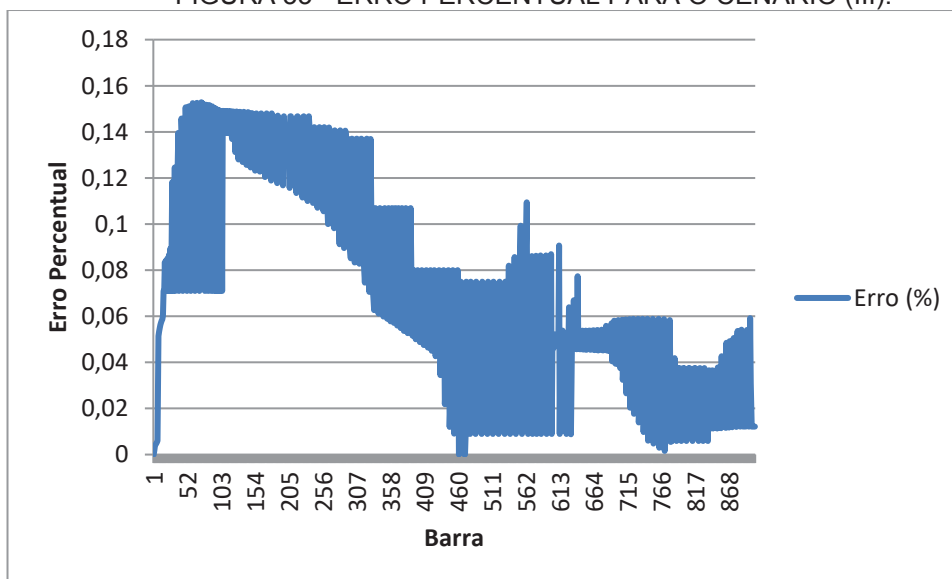
Os gráficos abaixo se referem ao cenário (iii), onde a FIGURA 33 representa as Tensões das barras em pu obtidas via Newton-Raphson e Método Proposto (Proteus) e a FIGURA 34 representa o Erro em porcentagem dos valores das tensões das barras. As cargas foram multiplicadas por 4. A média dos erros percentuais para esse caso foi 0,073309% e a tensão média obtida pelo Proteus para o sistema foi 0,934293.

FIGURA 32 - PERFIL DE TENSÃO DAS BARRAS PARA O CENÁRIO (III).



FONTE: O Autor (2018).

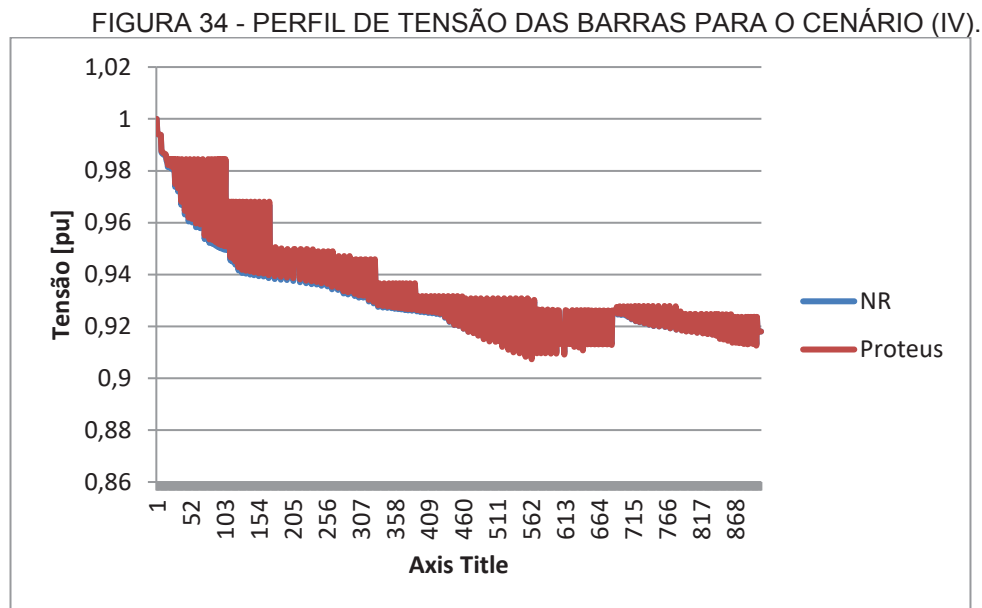
FIGURA 33 - ERRO PERCENTUAL PARA O CENÁRIO (III).



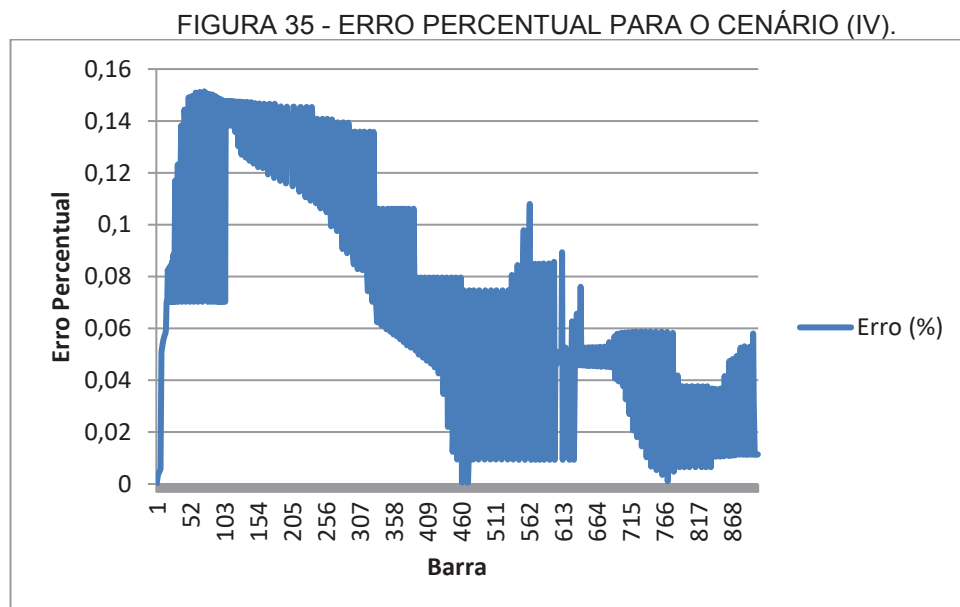
FONTE: O Autor (2018).

Os gráficos abaixo se referem ao cenário (iv), onde a FIGURA 35 representa as Tensões das barras em pu obtidas via Newton-Raphson e Método Proposto

(Proteus) e a FIGURA 36 representa o Erro em porcentagem dos valores das tensões das barras. As cargas foram multiplicadas por 4. A média dos erros percentuais para esse caso foi 0,072729% e a tensão média obtida pelo Proteus para o sistema foi 0,934631.



FONTE: O Autor (2018).

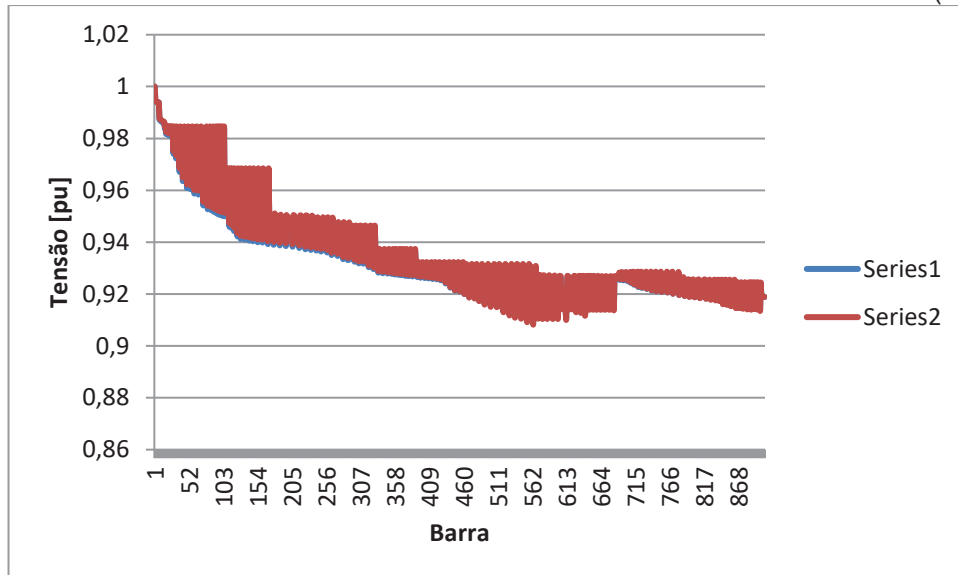


FONTE: O Autor (2018).

Os gráficos abaixo se referem ao cenário (v), onde a FIGURA 37 representa as tensões das barras em pu obtidas via Newton-Raphson e Método Proposto (Proteus) e a FIGURA 38 representa o Erro em porcentagem dos valores das tensões das barras. As cargas foram multiplicadas por 4. A média dos erros

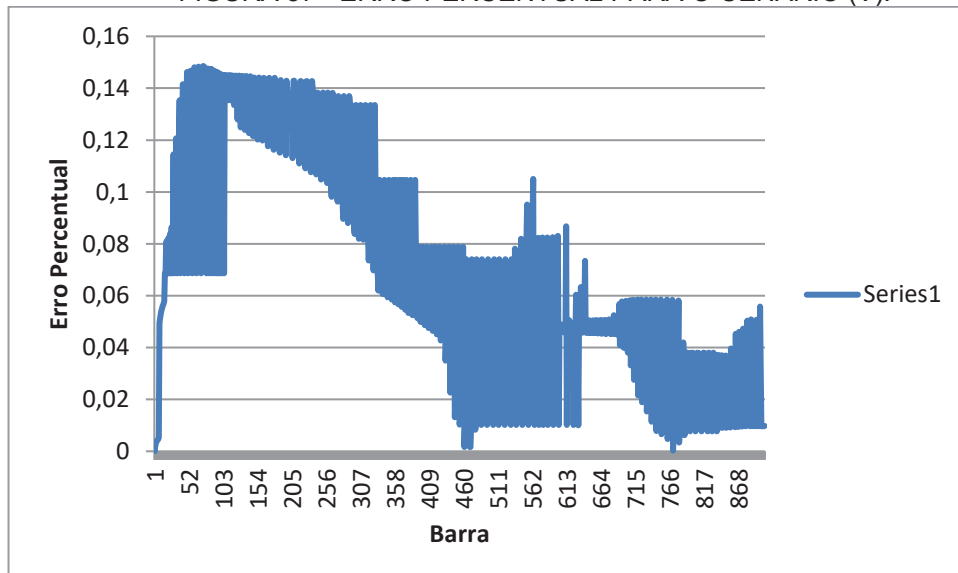
percentuais para esse caso foi 0,071582% e a tensão média obtida pelo Proteus para o sistema foi 0,935305.

FIGURA 36 - PERFIL DE TENSÃO DAS BARRAS PARA O CENÁRIO (V).



FONTE: O Autor (2018).

FIGURA 37 - ERRO PERCENTUAL PARA O CENÁRIO (V).

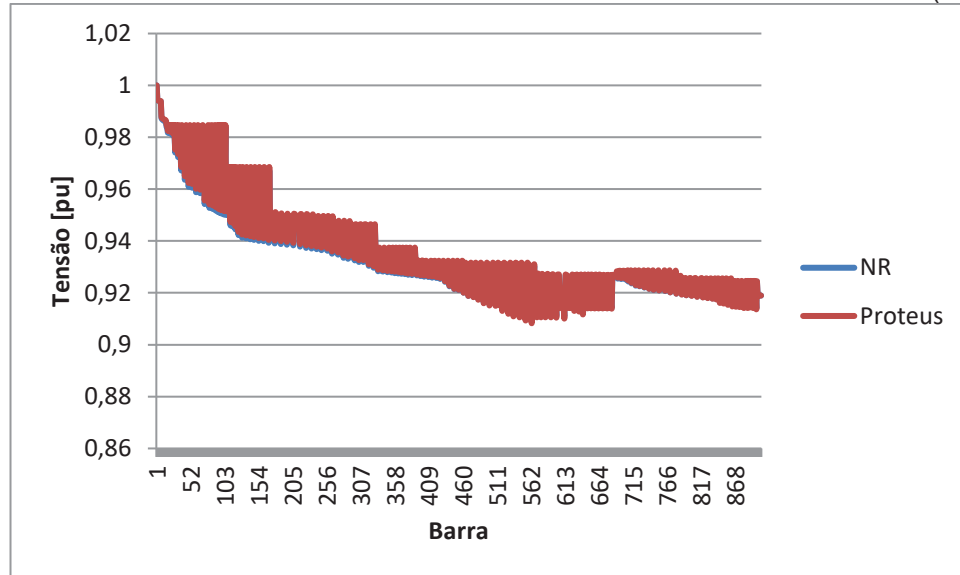


FONTE: O Autor (2018).

Os gráficos abaixo se referem ao cenário (vi), onde a FIGURA 39 representa as Tensões das barras em pu obtidas via Newton-Raphson e Método Proposto (Proteus) e a FIGURA 40 representa o erro em porcentagem dos valores das tensões das barras. As cargas foram multiplicadas por 4. A média dos erros

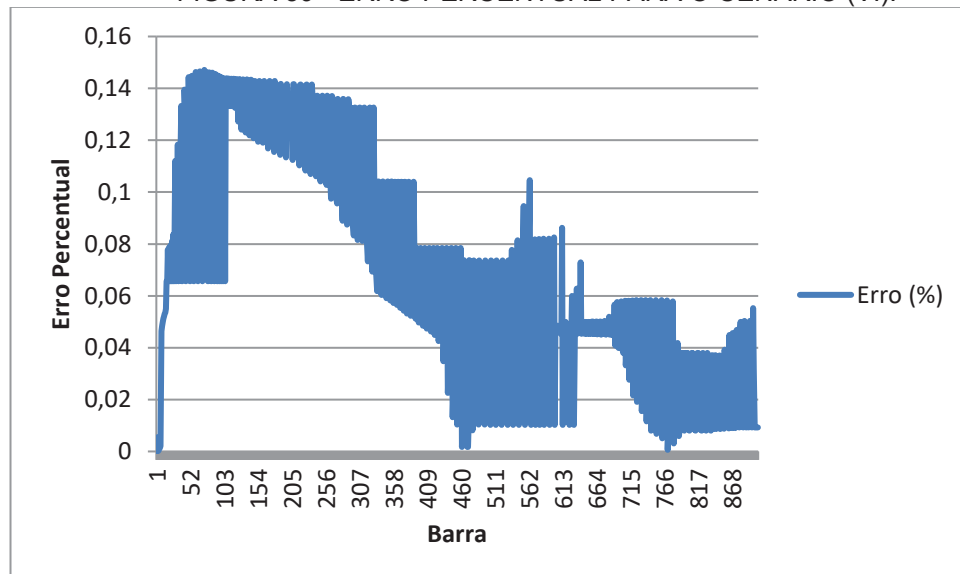
percentuais para esse caso foi 0,07092% e a tensão média obtida pelo Proteus para o sistema foi 0,935377.

FIGURA 38 - PERFIL DE TENSÃO DAS BARRAS PARA O CENÁRIO (VI).



FONTE: O Autor (2018).

FIGURA 39 - ERRO PERCENTUAL PARA O CENÁRIO (VI).



FONTE: O Autor (2018).

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1 CONCLUSÕES

Neste documento é apresentado um método não-iterativo para determinação das tensões em sistemas de distribuição ativos associado à técnica de normalização complexa do sistema de potência, visando sua utilização para o apoio do planejamento da operação e da expansão de redes de distribuição emergentes.

A normalização complexa permite ajustar artificialmente as relações R/X dos sistemas de distribuição a fim de tornar aplicável a utilização do método supracitado, que é inspirado no método linearizado, método este que é consolidado na literatura para a solução do fluxo de potência em redes de transmissão.

A utilização da normalização complexa permite realçar a característica resistiva dos sistemas de distribuição para que se possa fazer as simplificações que tornam possível rodar o método proposto por este trabalho. Conforme a escolha do ângulo base é adequada, ou seja, à medida que se escolhe um bom ângulo base, os resultados se mostram mais apurados ainda.

A escolha de um ângulo base adequado por si só é uma dificuldade do método. Esse trabalho apresenta metodologias capazes de fornecer um bom ângulo base para que se possa rodar o método não-iterativo para determinação das tensões em sistemas de distribuição ativos.

A adequação das relações R/X depende da escolha deste ângulo adotado para a base de potência do sistema, possuindo diferentes pontos ótimos para diferentes sistemas de distribuição. Mesmo com a escolha de um ângulo base ruim, o método proposto ainda apresenta ótima precisão dos resultados de tensão.

O presente trabalho foi capaz de consolidar esta metodologia, permitindo a determinação das tensões em sistemas de distribuição ativos. Os sistemas testes que foram usados nesse trabalho contam com presença de geração distribuída, topologias malhadas, típico de redes de distribuição.

Dessa maneira, pode-se afirmar que a combinação da normalização complexa com o método não-iterativo para determinação das tensões em sistemas de distribuição ativos se constitui em uma promissora ferramenta para apoiar e orientar o planejador e operador do sistema, principalmente no que tange a expansão dos sistemas de distribuição.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

A metodologia apresentada neste trabalho pode contribuir com diferentes áreas de estudo do sistema de potência.

Uma vez que a metodologia proposta fornece valores de tensão das barras de um sistema de distribuição, são apresentadas algumas sugestões para a continuidade e aprimoramento do método proposto:

- Unir a metodologia proposta com um método de análise de fluxo de potência iterativo, a fim de contribuir com o processo de convergência deste, a partir da definição de um ponto de partida mais próximo da solução;
- Ampliar a metodologia desenvolvida para avaliação de sistemas de distribuição desequilibrados e com a presença de dispositivos de controle.

REFERÊNCIAS

AMBRÓSIO, B. A. S. TORTELLI, O. L. A Non-iterative Method for Distribution Systems Power Flow Analysis. In: Latin-American Congress On Electricity Generation And Transmission, 2017, Mar del Plata, AR. **Book of Abstracts and Proceedings of 12th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission**. Mar del Plata: FDCT, 2017.

BROADWATER, R. P. CHANDRASEKARA, A. HUDDLESTON, C. T. KHAN A. H. Power Flow Analysis of Unbalanced Multiphase Radial Distribution Systems. **Electric Power Systems Research**. v. 14, n. 1, p. 23-33, 1988.

CESPEDES, R. New method for the analysis of distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 5, n. 1, p. 391–396, 1990.

FALCÃO, D. M. Integração de Tecnologias para Viabilização da Smart Grid. In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2010, Belém, PA. **Anais do III SBSE**, 2010.

FUCHS, R. D. **Transmissão de Energia Elétrica: linhas aéreas; teorias das linhas em regime permanente**. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos; Itajubá, Escola Federal de Engenharia, 1977.

GARCES, A. A Linear Three-Phase Load Flow for Power Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 1, p. 827 – 828, 2015.

GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. **Power System Analysis**. New York: McGraw-Hill, 1994.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgar Blücher, 1983.

O'CONNEL, A. TAYLOR, J. SMITH, J. ROGERS, L. Distributed Energy Resources Takes Center Stage: A Renewed Spotlight on the Distribution Planning Process. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 16, n. 1, p. 42-51, 2018.

ROSSONI, P. DA ROSA, W. M. BELATI, E. A. Linearized AC Load Flow Applied to Analysis in Electric Power Systems. **IEEE Latin America Transactions**, v. 14, n. 9, p. 4048 – 4053, 2016.

SHIRMOHARMNADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. X. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, n. 2, p. 753–762, 1988.

STREZOSKI, V. C.; TRPEZANOVSKI, L. D. Three-phase asymmetrical load-flow. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 22, n. 7, p. 511–520, 2000.

TESHOME, D. F. ENYEW, M. T. Linearized Power Flow for Stochastic Optimization. **IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering**, v. 30, 2017.

TORTELLI, O. L. LOURENÇO, E. M. GARCIA, A. V. PAL, B. C. Fast Decoupled Power Flow to Emerging Distribution Systems via Complex pu Normalization. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 3, p. 1351 – 1358, 2015.

VAN HERTEM, D. VERBOOMEN J. PURCHALA, K. BELMANS, R. KLING, W.L. Usefulness of DC Power Flow for Active Power Flow Analysis with Flow Controlling Devices. **IEEE International Conference on AC and DC Power Transmission**, v. 8, p. 58 – 62, 2006.

XIN, Y. ZHANG, B. ZHAI, M. LI, Q. ZHOU, H. A Smarter Grid Operation: New Energy Management Systems in China. **IEEE Power and Energy Magazine**. v. 16, n. 1, p. 36 – 45, 2018.

ZIMMERMAN, R. D.; CHIANG, H.-D. Fast Decoupled Power Flow for Unbalanced Radial Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 4, p. 2045 – 2053, 1995.

APÊNDICES

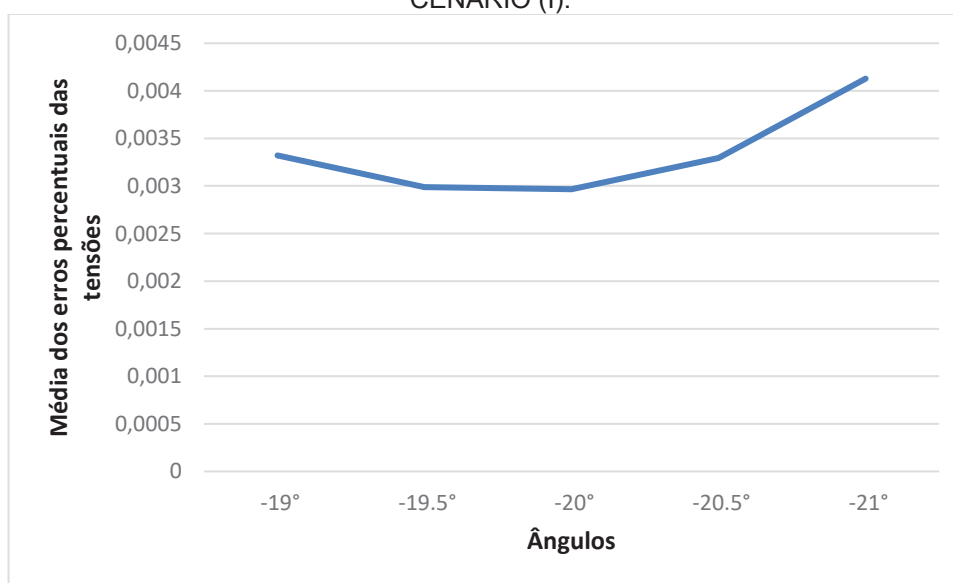
APÊNDICE 1 - AVALIAÇÃO EXTRA-FINA DO ÂNGULO

A partir desse ponto, tem-se o conhecimento do valor onde o ângulo ideal está em torno. O intuito desse subcapítulo é refinar o resultado, para se ter um valor mais preciso do ângulo ideal, e assim, poder ter valores de tensão ainda mais precisos nos resultados finais do método.

Os resultados do subcapítulo 5.1.3.1 nos indicam o ângulo que devemos excursionar de maneira extra-fina em torno. Esse ângulo será -20° .

O gráfico da FIGURA 41 é referente à média dos erros percentuais das tensões do cenário (i), onde o fator de carga é igual a 1 (sistema original).

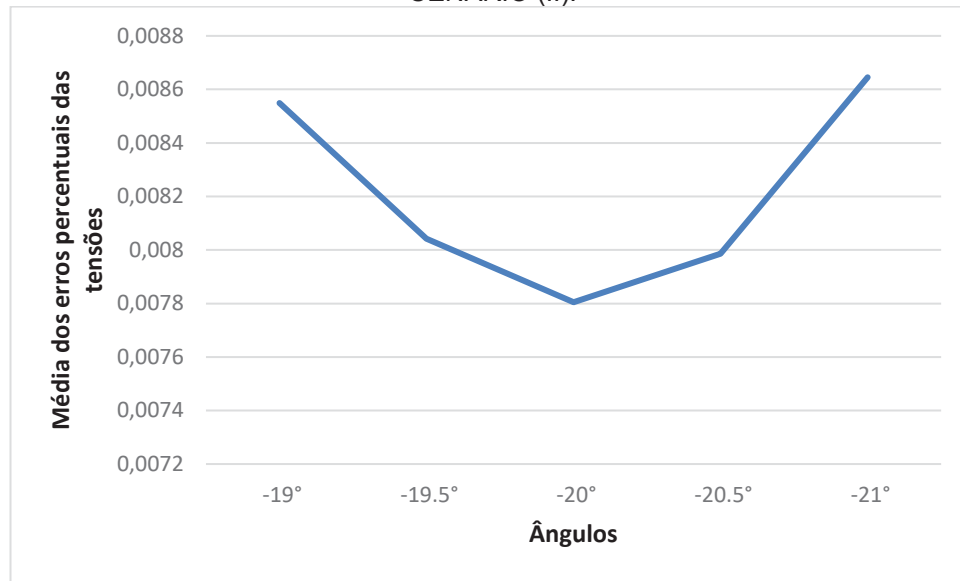
FIGURA 40 - MÉDIA DOS ERROS PERCENTUAIS DAS TENSÕES PELOS ÂNGULOS DO CENÁRIO (I).



FONTE: O Autor (2018).

O gráfico da FIGURA 42 é referente à média dos erros percentuais das tensões do cenário (ii), onde o fator de carga é igual a 1,5.

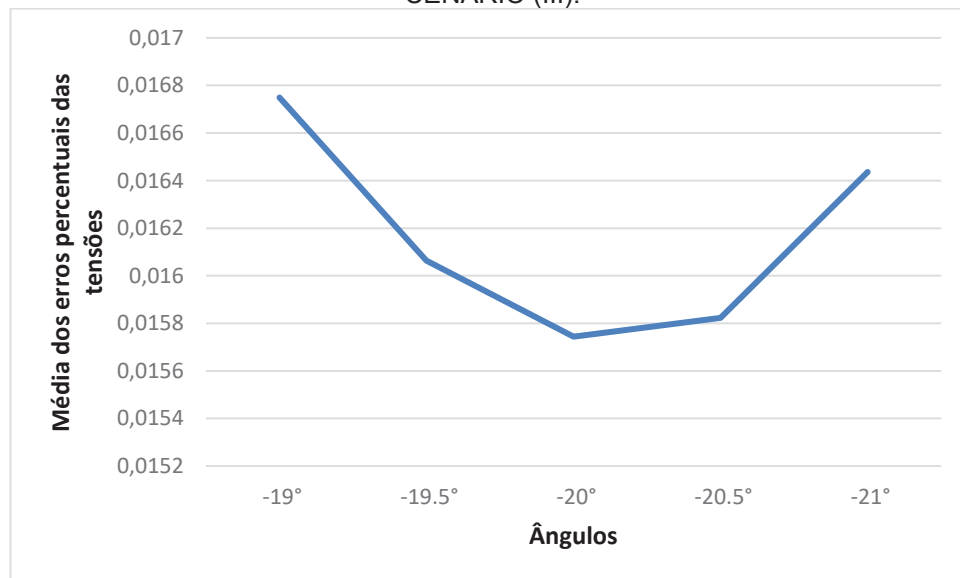
FIGURA 41 - MÉDIA DOS ERROS PERCENTUAIS DAS TENSÕES PELOS ÂNGULOS DO CENÁRIO (II).



FONTE: O Autor (2018).

O gráfico da FIGURA 43 é referente à média dos erros percentuais das tensões do cenário (iii), onde o fator de carga é igual a 2.

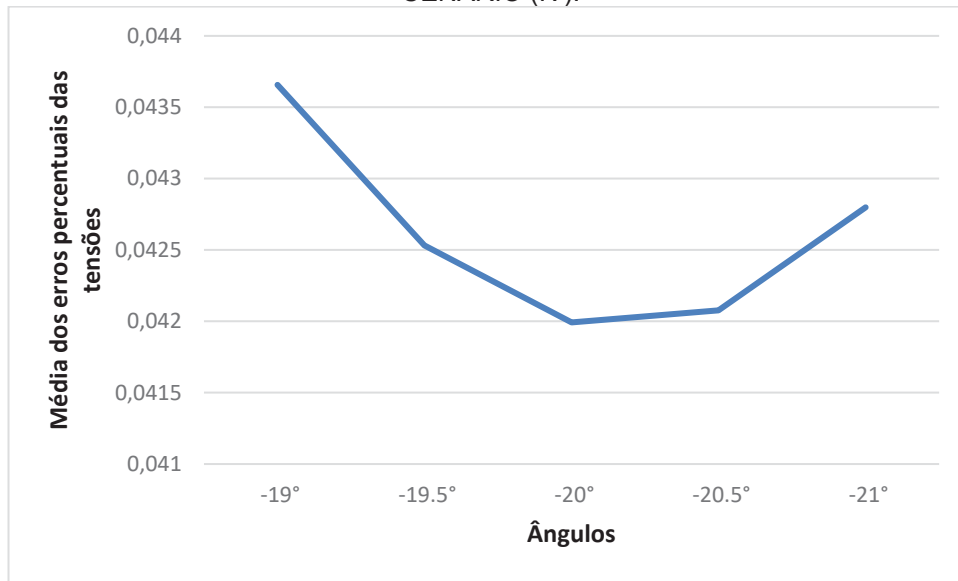
FIGURA 42 - MÉDIA DOS ERROS PERCENTUAIS DAS TENSÕES PELOS ÂNGULOS DO CENÁRIO (III).



FONTE: O Autor (2018).

O gráfico da FIGURA 44 é referente à média dos erros percentuais das tensões do cenário (iv), onde o fator de carga é igual a 3.

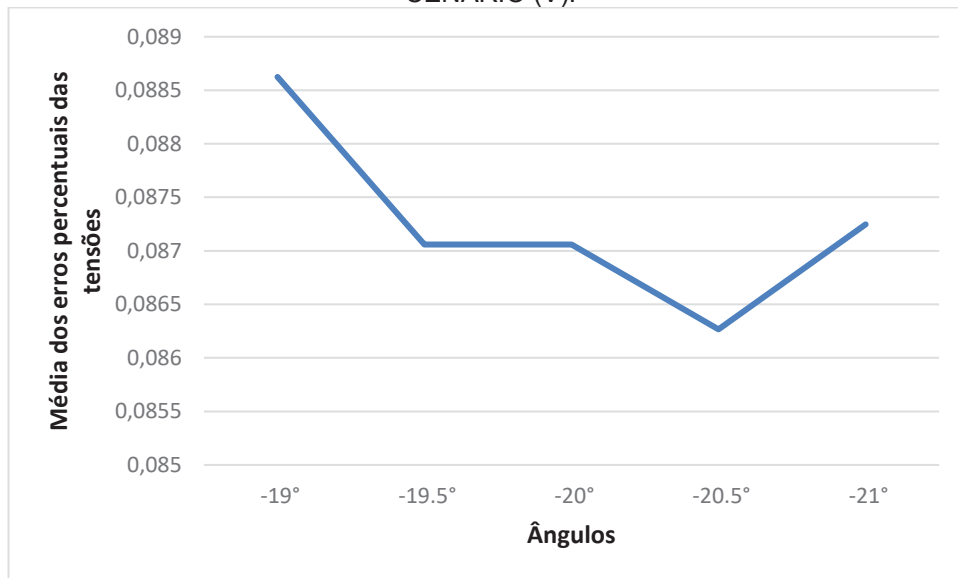
FIGURA 43 - MÉDIA DOS ERROS PERCENTUAIS DAS TENSÕES PELOS ÂNGULOS DO CENÁRIO (IV).



FONTE: O Autor (2018).

O gráfico da FIGURA 45 é referente à média dos erros percentuais das tensões do cenário (v), onde o fator de carga é igual a 4.

FIGURA 44 - MÉDIA DOS ERROS PERCENTUAIS DAS TENSÕES PELOS ÂNGULOS DO CENÁRIO (V).



FONTE: O Autor (2018).

A partir dos gráficos podemos notar que o ângulo permanece, predominantemente, o mesmo.

APÊNDICE 2 – A ADIÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O sistema europeu de 907 barras é um sistema radial que não apresenta geração distribuída em sua configuração topológica original. Portanto foi inserida geração distribuída nesse sistema para se verificar como a metodologia se comportaria frente essas mudanças.

Essa seção mostra a estratégia utilizada para gerar cenários de geração distribuída.

Primeiramente foram selecionadas as barras com carga diferente de zero, ou seja, barras com carga. Depois do levantamento, pode-se listar as barras: 35, 48, 71, 74, 75, 84, 179, 209, 226, 249, 250, 265, 277, 290, 315, 321, 328, 338, 350, 388, 389, 407, 459, 503, 523, 540, 557, 563, 564, 612, 615, 620, 630, 640, 677, 683, 689, 702, 703, 756, 779, 781, 786, 814, 818, 836, 861, 862, 887, 897, 899, 900, 901, 907.

As barras de carga totalizam um montante de 55 barras. Nessas barras serão inseridas gerações distribuídas.

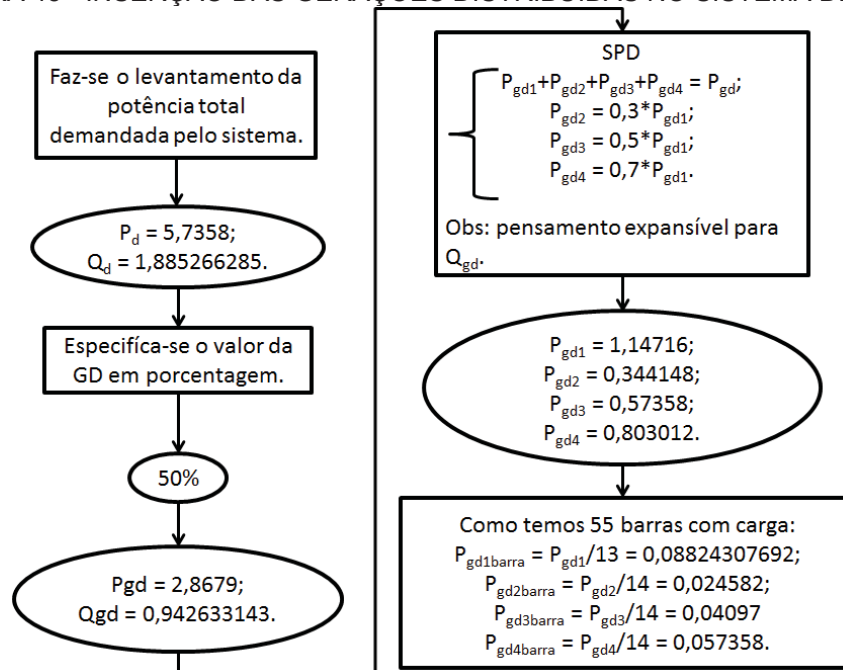
De posse dessa informação, podemos concentrar nossos esforços em entender como foi feita a distribuição de valores das gerações distribuídas. Como já foi dito, essa distribuição tentou ser deveras aleatória. A seguir temos a explanação de como isso foi possível.

Para melhor entendimento, será explicado como foi feita para o caso de 50%, o raciocínio pode ser estendido para todos os outros casos de 70%, 110% e 150%.

Primeiramente devemos ter em mente que existem quatro tipos de GD, nomeadas Pgd1+Qgd1, Pgd2+Qgd2, Pgd3+Qgd3 e Pgd4+Qgd4.

Explicaremos como foi feita para o caso de GD = 50%, na forma de fluxograma (FIGURA 46). O raciocínio pode ser estendido para todos os outros casos.

FIGURA 45 - INSERÇÃO DAS GERAÇÕES DISTRIBUÍDAS NO SISTEMA DE 907 BARRAS.



FONTE: O Autor (2018).

APÊNDICE 3 – CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA

Como com a presente proposta consegue-se obter valores de magnitude de tensão bastante precisos, tem-se condição para avaliar os fluxos de potência pela rede elétrica de distribuição a partir da extensão da formulação proposta. A formulação usada para se obter valores de fluxo de potência é a apresentada na equação (56):

$$P_{km} = V_k I_{km} \quad (56)$$

Sabe-se também que a corrente pode ser escrita como em (57):

$$I_{km} = (V_k - V_m) G_{km} \quad (57)$$

Substituindo-se (57) em (56), tem-se (58) que é a equação usada para se obter a potência entre as barras k e m :

$$P_{km} = V_k G_{km} (V_k - V_m) \quad (58)$$

Para confrontar resultados, usou-se os resultados obtidos via Newton-Raphson e levantou-se o erro percentual, dados expostos na TABELA 11 (na próxima página). Para teste foi usado o sistema de 33 barras que já havia sido usado nesse mesmo trabalho.

TABELA 11 - ERRO PERCENTUAL DO FLUXO DE POTÊNCIA

Sistema 33 Barras Radial				
		Método Proposto	Método Referência	
from	to	P_{km} (p.u)	P_{km} (p.u)	Erro (%)
1	2	0,0432	0,03926002	-10,04
2	3	0,038805447	0,03452569	-12,40
3	4	0,027771463	0,02370879	-17,14
4	5	0,026863453	0,02230822	-20,42
5	6	0,026446933	0,02151971	-22,90
6	7	0,01219901	0,01102613	-10,64
7	8	0,009974153	0,00900667	-10,74
8	9	0,007708841	0,00688791	-11,92
9	10	0,007124351	0,00624526	-14,08
10	11	0,00620202	0,00560892	-10,57
11	12	0,006104821	0,00515327	-18,46
12	13	0,005211362	0,00454428	-14,68
13	14	0,004495564	0,00391707	-14,77
14	15	0,002947812	0,00270963	-8,79
15	16	0,0023723	0,00210598	-12,65
16	17	0,001686009	0,00150311	-12,17
17	18	0,001092232	0,00090054	-21,29
2	19	0,003529016	0,00361137	2,28
19	20	0,00284056	0,00270977	-4,83
20	21	0,002041521	0,00180144	-13,33
21	22	0,000966444	0,00090044	-7,33
3	23	0,010183417	0,00939613	-8,38
23	24	0,009081481	0,00846432	-7,29
24	25	0,00467506	0,00421287	-10,97
6	26	0,013834302	0,00950792	-45,50
26	27	0,013314953	0,00888189	-49,91
27	28	0,012901805	0,00824859	-56,41
28	29	0,012364959	0,00753555	-64,09
29	30	0,01077093	0,00625718	-72,14
30	31	0,004970803	0,00421821	-17,84
31	32	0,003425416	0,00270226	-26,76
32	33	0,000726307	0,00060013	-21,03

FONTE: O autor (2019).

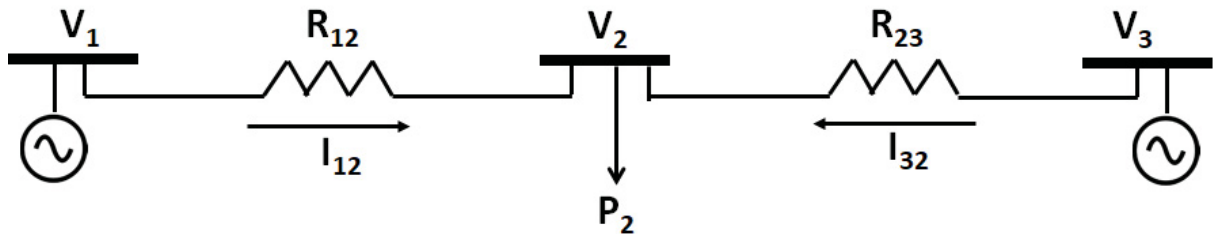
Pode-se observar que os erros percentuais, embora consideravelmente maiores que os erros observados no levantamento das tensões, ficaram em torno de 10% ou abaixo para aproximadamente metade dos fluxos avaliados.

APÊNDICE 4 – MODELAGEM PARA OBTENÇÃO DE TENSÕES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO APLICADA À UM SISTEMA DE 3 BARRAS

Esse apêndice é um complemento da metodologia mostrada no subcapítulo 4.1.

Agora usaremos o sistema que contempla os três tipos de barras mais elementar possível para demonstrar que o equacionamento (40), (41), (42) e (43) é expansível para um sistema de n barras.

FIGURA 47 – SISTEMA DE 3 BARRAS



Fonte: O Autor (2019).

Temos as equações das correntes (59):

$$I_{12} + I_{32} = \frac{P_2}{V_2} \quad (59)$$

Se dividirmos os dois lados da equação (59) por V_2 , temos (60):

$$V_2(I_{12} + I_{32}) = P_2 \quad (60)$$

Escrevendo as correntes em função das tensões das barras e das resistências da linha temos (61):

$$V_2 \left[\left(\frac{V_1 - V_2}{R_{12}} \right) + \left(\frac{V_3 - V_2}{R_{23}} \right) \right] = P_2 \quad (61)$$

Colocando na forma de condutância temos (62):

$$V_2[G_{12}(V_1 - V_2) + G_{23}(V_3 - V_2)] = P_2 \quad (62)$$

Efetuando as multiplicações e organizando essa equação, chegamos a (63):

$$V_2^2 + V_2 \left(\frac{-V_1 G_{12} - V_3 G_{23}}{G_{12} + G_{23}} \right) + \frac{P_2}{G_{12} + G_{23}} = 0 \quad (63)$$

A equação (64) faz referência à equação (43), explicada no subcapítulo 4.1:

$$V_{REF} = \left(\frac{-V_1 G_{12} - V_3 G_{23}}{G_{12} + G_{23}} \right) \quad (64)$$

A equação (65) faz referência ao termo constante da fórmula de Bhaskara aplicada à equação (40), explicada no subcapítulo 4.1:

$$P_2 G^{-1} = \frac{P_2}{G_{12} + G_{23}} \quad (65)$$

Assim, podemos olhar para a equação (63) da seguinte forma genérica:

$$\bar{V} + \bar{V}\bar{V}_{REF} + (G')^{-1}P = 0 \quad (66)$$

Onde temos as seguintes dimensões:

\bar{V} : NPQ x 1

\bar{V}_{REF} : NPQ x 1

G' : NPQ x NPQ

P : NPQ x 1

Aplicando Bhaskara à equação (63), temos:

$$V_2 = \frac{(V_1 G_{12} + V_3 G_{23}) + \sqrt{(-V_1 G_{12} - V_3 G_{23})^2 - 4(G_{12} G_{23})P_2}}{2(G_{12} + G_{23})} \quad (67)$$

Sabendo que a matriz G do referido sistema é dado por (68):

$$G = \begin{bmatrix} -G_{12} & G_{12} & 0 \\ G_{12} & -G_{12}-G_{23} & G_{23} \\ 0 & G_{23} & -G_{23} \end{bmatrix} \quad (68)$$

Pode-se extrair as submatrizes G' (69) e G'' (70):

$$G' = [(-G_{12}-G_{23})] \quad (69)$$

$$G'' = [(G_{12} \quad G_{23})] \quad (70)$$

Sendo o vetor V_A definido pela equação (71):

$$V_A = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_3 \end{bmatrix} \quad (71)$$

Podemos escrever V_{REF} como vemos em (72):

$$V_{REF} = (G'^{-1})(G'')V_A = [(-G_{12}-G_{23})]^{-1} [(G_{12} \quad G_{23})] * \begin{bmatrix} V_1 \\ V_3 \end{bmatrix} \quad (72)$$